



Unidad de Planeación
Minero Energética



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

TOMO I

Portafolio Estratégico de
Obras para la
Modernización del Sistema
de **Transmisión** Nacional



MISIÓN
TRANSMISIÓN

Con el apoyo de:

xm



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
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
- 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
- Óscar Iván Parra Acuña

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
- Alvaro Avendaño
- Brajham David Chitiva Lozada
- Brandon Stid Huaca Cuellar
- Cristhian Camilo González Garzón
- Felipe Rodríguez Tuta
- Fredy Augusto Gómez Martínez
- Sonia Esperanza Echeverría Rojas
- Willian Fernando Villamil Castañeda
- Wilmer Guzmán Estupiñán
- Alejandra González Guañarita
- Aura María León Soler
- Cristian Camilo Fonseca Baquero
- David Andrés Sánchez Torres
- Estefany Osorio Arroyave
- Francisco de Paula Toro Zea
- German Alonso Sáenz Tovar
- Julián Sanabria Torres
- Yenifer Karina Ángel López
- Juan Felipe Alvarado Rodriguez
- Sofía Delgado Ramos
- David Fernando Romero Quete
- Laura Isabel Gómez Torres
- Angie Andrea Montoya Gonzalez
- Jose Antonio Barajas Villareal
- Jorge Esteban Castro Gualdrón
- Manuel Hernández

Colaboradores XM:

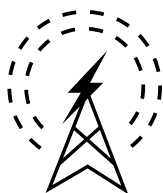
Gerencia Centro Nacional de Despacho
- CND

Asesora de Comunicaciones:

Linda Cárdenas Ramírez

Diseño y diagramación:

Diego Peñaranda Juyó



**MISIÓN
TRANSMISIÓN**



Contenido

PREFACIO.....	10
1 INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 <u>Objetivos del documento</u>	11
1.2 <u>Alcance del Plan de Estratégico</u>	12
1.3 <u>Enfoque de modernización del sistema eléctrico</u>	12
1.4 <u>Impactos del Plan</u>	13
2 MARCO NORMATIVO.....	14
3 DIAGNÓSTICO DE LA RED DE TRANSMISIÓN ACTUAL Y DESAFÍO DE LA OPERACIÓN FUTURA DEL SISTEMA.....	17
3.1 <u>Descripción general de la infraestructura existente</u>	17
3.2 <u>Identificación de problemáticas y limitaciones en red actual</u>	20
3.2.1 <u>Declaración de estado de alerta y emergencia de restricciones de la red</u>	20
3.2.2 <u>Subestaciones estratégicas por propagación de huecos de tensión</u>	23
3.2.3 <u>Subestaciones alimentadas en forma radial</u>	25
3.2.4 <u>Esquemas suplementarios de protección - ESP</u>	28
3.2.5 <u>Cruces de líneas</u>	30
3.2.6 <u>Configuración de subestaciones</u>	30
3.2.6.1 <u>Subestaciones en configuración Anillo</u>	30
3.2.6.2 <u>Subestaciones en configuración Barra Sencilla</u>	31
3.2.6.3 <u>Límites de intercambio entre áreas en red degradada</u>	32
3.3 <u>Identificación de problemáticas y limitaciones en red futura</u>	32
3.3.1 <u>Evolución de restricciones</u>	32
3.3.2 <u>Evolución de restricciones por cortocircuito</u>	33
3.3.3 <u>Evolución de índices de fortaleza de red</u>	33
3.3.3.1 <u>Métrica SCRIF</u>	34
3.3.3.2 <u>Métrica CSCR</u>	35
3.3.3.3 <u>Métrica WSCR</u>	35
3.4 <u>Nuevos retos asociados a la matriz energética</u>	36
3.4.1 <u>Ampliación de la capacidad de transporte</u>	36
3.4.2 <u>Disminución de aportes de cortocircuito</u>	36
3.4.3 <u>Disminución de inercia y balance generación-demanda</u>	36
3.4.4 <u>Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva</u>	36
3.4.5 <u>Generación basada en inversores en redes del SDL</u>	36
3.4.6 <u>Inercia y respuesta en frecuencia</u>	37
3.4.7 <u>Sistemas de protección frente a fallas</u>	37
3.4.8 <u>Resiliencia de la red frente a mantenimientos y fallas de baja probabilidad de ocurrencia</u>	37
4 OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE	38
4.1 <u>Refuerzos de nuevas líneas en infraestructura de doble circuito</u>	38
4.1.1 <u>Obras candidatas</u>	38
4.1.1.1 <u>RNL2C – 001. Tramo de Línea Urabá – Montería 220 kV</u>	38
4.1.1.2 <u>RNL2C – 002. Tramo de Línea Montería – Chinú 220kV</u>	39
4.1.1.3 <u>RNL2C – 003. Segunda Línea Bolívar - Toluviejo 220 kV</u>	40

4.1.1.4	RNL2C – 004. Segunda Línea Chinú - Toluviejo 220 kV.....	41
4.1.1.5	RNL2C – 005. Segunda Línea Riohacha - 220 Maicao 110 kV.....	41
4.1.1.6	RNL2C – 006. Segunda Tramo Sogamoso La Loma 500 kV.....	42
4.1.1.7	RNL2C – 007. Segundo Tramo La Ceja - Sonsón 110 kV.....	43
4.2	Repotenciación de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS).....	43
4.2.1	Obras Candidatas.....	44
4.2.1.1	HTLS – 001. Refuerzo Bolívar STR 66 kV.....	44
4.2.1.2	HTLS – 002. Refuerzo Cauca – Nariño STR 115 kV.....	45
4.2.1.3	HTLS – 003. Refuerzo Meta STR 115 kV.....	45
4.3	Reconfiguraciones de subestaciones.....	46
4.3.1	Obras Candidatas.....	46
4.3.1.1	RS – 001. Reconfiguración Subestación Fundación 220 kV.....	46
4.3.1.2	RS – 002. Reconfiguración Subestación Valledupar 220 kV.....	47
4.3.1.3	RS – 003. Reconfiguración Subestación Copey 220 kV.....	47
4.3.1.4	RS – 004. Reconfiguración Subestación Ternera 220 kV.....	48
4.4	Obras de expansión o de corto circuito.....	48
4.4.1	Obras Candidatas.....	50
4.4.1.1	Obras Antioquia.....	50
4.4.1.1.1	ACC – 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ancón Sur 110 kV.....	50
4.4.1.1.2	ACC – 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Belén 110 kV.....	51
4.4.1.1.3	ACC – 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guatapé 220 kV.....	52
4.4.1.1.4	ACC – 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Salto 110 kV.....	53
4.4.1.1.5	ACC – 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Primavera 220 kV.....	54
4.4.1.1.6	ACC – 006. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guayabal 110 kV.....	55
4.4.1.2	Obras Atlántico.....	56
4.4.1.2.1	ATCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV.....	56
4.4.1.2.2	ATCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Río 110 kV.....	58
4.4.1.2.3	ATCC -003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 220 kV.....	59
4.4.1.2.4	ATCC -004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV.....	60
4.4.1.2.5	ATCC - 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Silencio 110 kV.....	61
4.4.1.2.6	ATCC - 006. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 110 kV.....	62
4.4.1.2.7	ATCC -007. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Nueva Barranquilla 220 kV.....	63
4.4.1.3	Obras Bogotá.....	64
4.4.1.3.1	BCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Mesa 230 kV.....	64

4.4.1.3.2	<u>BCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Veraguas 115 kV</u>	65
4.4.1.3.3	<u>BCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Circo 115 kV</u>	66
4.4.1.3.4	<u>BCC - 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guavio 230 kV</u>	67
4.4.1.3.5	<u>BCC - 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Torca 230 kV</u>	68
4.4.1.4	<u>Obras Bolívar</u>	69
4.4.1.4.1	<u>BLCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bolívar 220 kV</u>	69
4.4.1.4.2	<u>BLCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bosque 66 kV</u>	70
4.4.1.4.3	<u>BLCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cospique 66 kV</u>	71
4.4.1.4.4	<u>BLCC -004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ternera 66 kV</u>	72
4.4.1.5	<u>Obras Boyacá - Casanare</u>	73
4.4.1.5.1	<u>BCCC - 001. Repotenciación capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones Paipa 115 kV; Sochagota 115 kV, Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV</u>	73
4.4.1.5.2	<u>BCCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Antonio 115 kV</u>	75
4.4.1.6	<u>Obras Córdoba - Sucre</u>	75
4.4.1.6.1	<u>CSCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cerromatoso 110 kV</u>	76
4.4.1.6.2	<u>CSCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Chinú 110 kV</u>	77
4.4.1.7	<u>Obras Guajira – Cesar - Magdalena</u>	78
4.4.1.7.1	<u>GCMCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 220 kV</u>	78
4.4.1.7.2	<u>GCMCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 110 kV</u>	79
4.4.1.8	<u>Obras Santander – Norte de Santander</u>	80
4.4.1.8.1	<u>SNSCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sogamoso 230 kV</u>	80
4.4.1.8.2	<u>SNSCC-002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ocaña 230 kV</u>	82
4.4.1.9	<u>Obras Valle - CQR</u>	83
4.4.1.9.1	<u>VCQRCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Juanchito 115 kV</u>	83
4.4.1.9.2	<u>VCQRCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Luis 115 kV</u>	84
4.4.1.9.3	<u>VCQRCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Marcos 115 kV</u>	85
4.4.1.9.4	<u>VCQRCC - 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Esmeralda 115 kV</u>	86
4.5	<u>Expansión estructural</u>	87
4.5.1	<u>Obras Candidatas</u>	87

4.5.1.1	EE – 001. Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas.....	87
4.5.1.2	EE – 002. Nueva Subestación Macana 230/115 kV y líneas asociadas...	88
4.5.1.3	EE – 003. Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV.	90
4.5.1.4	EE – 004. Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV.	91
4.5.1.5	EE – 005. Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 220 kV.	92
4.5.1.6	EE – 006. Bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV. ...	94
4.5.1.7	EE – 007. Nueva subestación La Gaitana 230/115 kV.....	94
4.5.1.8	EE – 008. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia.....	95
4.5.1.9	EE – 009. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe.....	96
4.5.1.10	EE – 010. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental.....	97
4.5.1.11	EE – 011. Repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación Salitre 115 kV, de 40 kA a 50 kA.	97
4.5.1.12	EE – 012. Nuevo enlace a Corzo 500 kV.	98
4.5.1.13	EE – 013. Reactores de línea el doble circuito Guavio – Chivor 230 kV. .99	
4.5.1.14	EE – 014. Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV.	99
4.5.1.15	EE -015. Segundo Transformador La Virginia 500/230 kV.....	100
4.5.1.16	EE -016. Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV.101	
4.5.1.17	EE -017. Segundo transformador Páez 220/115 kV.....	102
4.5.1.18	EE -018. Segundo Transformador San Bernardino 220/115 kV.	102
4.5.1.19	EE -019. Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV.103	
4.5.1.20	EE -020. Nueva subestación Almendros 220/110 kV.....	104
4.5.1.21	EE -021. Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV.....	104
4.5.1.22	EE -022. Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV.	105
4.5.1.23	EE -023. Tercer transformador La Loma 500/110 kV.	106
4.5.1.24	EE -024. Tercer Transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.	106
4.5.1.25	EE -026. Segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV.	107
4.5.1.26	EE -027. Complemento La Paz.....	108

5. IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y SOLUCIONES DE INFRAESTRUCTURA109

5.1 Implementación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) para la mitigación de restricciones del sistema y desplazamiento de inversión en nuevos activos de transmisión - Resolución CREG 098 de 2019..... 109

5.1.1 Obras Candidatas..... 110

5.1.1.1 SAEB -001. SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá.. 110

5.1.1.2 SAEB – 002. Mompox 115 kV. 111

5.1.1.3 SAEB – 003. SAEB -Doncello 115 kV..... 112

5.1.1.4 SAEB – 004. Buchely 115 kV..... 113

5.1.1.5 SAEB – 005. La Loma 110 kV..... 114

5.2 Dispositivos de control de flujo de potencia 115

5.2.1 Dispositivos tradicionales 115

5.2.2 Dispositivos basados en FACTS..... 115

5.2.3	Obras candidatas.....	116
5.2.3.1	FACTS -001. SSSC en el circuito Sierra – San Carlos 230 kV.....	116
5.2.3.2	FACTS -002. SSSC en el circuito Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV.....	117
5.3	Compensadores Síncronos rotativos en el Sistema de Transmisión Nacional..	118
5.3.1	Obras candidatas.....	120
5.3.1.1	CS -001. Compensadores Síncronos GCM.....	120
5.3.1.2	CS -002. Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar	121
5.3.1.3	CS -003. Compensadores Síncronos Atlántico	122
6	INCORPORACIÓN DE NUEVOS RECURSOS.....	124
6.1	Circunvalar 500 kV. Caribe - Centro.....	124
7	HABILITADORES TÉCNICOS, REGULATORIOS Y NORMATIVOS.....	128
7.1	Para optimizar la gestión desde el enfoque técnico y de marco normativo en la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión del SIN.....	128
7.1.1	Identificación de beneficios de las obras.....	128
7.1.2	Nuevas Tecnologías	129
7.1.2.1	Compensadores.....	129
7.1.2.2	Baterías	130
7.1.2.3	Conductores De Alta Temperatura.....	130
7.1.2.4	Dispositivos Serie Basados En FACTS.....	130
7.1.3	Coordinación con los SDL's	131
7.1.4	Modelos Rms Y Emt.....	132
7.1.5	Nuevos lineamientos para la modernización y digitalización de la coordinación operativa.....	132
7.1.6	Criterios para la planeación con bajos niveles de fortaleza de red	133
7.1.7	Monitoreo y Medición Avanzada	134
7.1.8	Actualización de los sistemas de protecciones a nivel de STN y STR	135
7.1.9	Capacidad dinámica de líneas	136
7.1.10	Señales de potencia localizada (Generación y demanda).....	137
7.1.11	Implementación de “Sandbox Regulatorio” para la innovación en el Sector.....	138
7.1.12	Líneas de Transmisión HVDC.....	139
7.2	Para optimizar la gestión ambiental, el enfoque territorial y la normatividad para los Proyectos del Plan de Expansión del SIN.....	142
7.2.1	Enfoque territorial en la planeación	142
7.2.2	Priorización de proyectos.....	142
7.2.3	Consulta Previa	143
7.2.4	Sustracciones de reserva forestal.....	143
7.2.5	Cumplimiento de tiempos normativos	144
7.2.6	Estandarización de procedimientos y criterios técnicos para la evaluación de solicitudes de Licencias Ambientales.....	144
7.2.7	Superposición de proyectos.....	145
7.2.8	Implementación del Decreto 1275 de 2024 sobre territorios indígenas en materia ambiental.....	145
8	CONCLUSIONES.....	145

9 ACCIONES RECOMENDADAS PARA OPTIMIZAR LA GESTIÓN AMBIENTAL, DE ENFOQUE TERRITORIAL, TÉCNICO Y NORMATIVO PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SIN.....	146
9.1 Articulación Interinstitucional.....	147
9.2 Estrategia de Enfoque Territorial de la UPME	147
9.3 Mecanismo de Articulación con Autoridades Ambientales para procesos de licenciamiento ambiental y procesos de sustracciones de reserva forestal	147
9.4 Cooperación con el Ministerio del Interior y DANCP para los procesos de Consulta Previa	148
9.5 Participación en la Fase de Alistamiento Institucional Decreto 1275 de 2024....	148
10 ANEXOS.....	149
Anexo 1. LISTADO MAESTRO DE OBRAS CANDIDATAS PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SIN.....	149
Anexo 2. DIAGRAMAS UNIFILARES.....	152

Índice de Tablas

Tabla 3-1 Proyectos de expansión en circuitos en la red de 500 kV	18
Tabla 3-2. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Caribe ..	21
Tabla 3-3. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Oriental	22
Tabla 3-4. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Nordeste.....	22
Tabla 3-5. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Suroccidental	23
Tabla 3-6. Subestaciones estratégicas por propagación de huecos de tensión y su estimación del tiempo crítico de despeje de falla por confiabilidad (CCTpC)	24
Tabla 3-7. Circuitos en configuración radial en el área Caribe	25
Tabla 3-8. Circuitos en configuración radial en el área Antioquia.....	26
Tabla 3-9. Circuitos en configuración radial en el área Suroccidental	26
Tabla 3-10. Circuitos en configuración radial en el área Oriental	27
Tabla 3-11. Circuitos en configuración radial en el área Nordeste	28
Tabla 3-12. Esquemas suplementarios de protección por área/subárea	29
Tabla 3-13. Subestaciones en configuración Anillo	31
Tabla 3-14. Subestaciones en configuración Barra Sencilla.....	31
Tabla 3-15. Límites de importación en red degradada	32
Tabla 3-16. Límites de fortaleza de red considerados	34
Tabla 4-1. Superposición de alternativas – Caso 1 – Antioquia	50
Tabla 4-2. Superposición de alternativas – Caso 1 – Atlántico.....	56
Tabla 4-3. Superposición de alternativas – Caso 1 - Bogotá	64
Tabla 4-4. Superposición de alternativas – caso 1 – Bolivar	69
Tabla 4-5. Superposición de alternativas – caso 1 – Córdoba-Sucre	75
Tabla 4-6. Superposición de alternativas – caso 1 – Guajira – Cesar - Magdalena.....	78
Tabla 4-7. Superposición de alternativas – caso 2 – Santander – Norte de Santander.....	80
Tabla 4-8. Superposición de alternativas – caso 1 – Valle - CQR	83
Tabla 7-1. Fenómenos estudiados con simulación RMS y EMT	132
Tabla 7-2. Límites de fortaleza de red propuestos	134
Tabla 10-1. Listado maestro de obras candidatas.....	149

Índice de Figuras

Figura 3-1. Red a 500 kV del sistema eléctrico colombiano	18
Figura 3-2. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Caribe	19
Figura 3-3. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Suroccidental (a través de la red de 500 kV)	20
Figura 3-4. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Oriental (a través de la red de 500 kV)	20
Figura 3-5. Propagación de huecos de tensión a otros nodos del SIN	24
Figura 3-6. Áreas con cruce de líneas de mayor impacto	30
Figura 3-7. Evolución de las restricciones en el SIN entre 2025 y 2034	32
Figura 3-8. Capacidad de cortocircuito entre 2025 y 2031	33
Figura 3-9. Nodos del SIN con índice SCRIF inferior a 1,5	34
Figura 3-10. Menores SCR / CSCR identificados en nodos del SIN	35
Figura 3-11. Menores WSCR en subáreas del SIN para la condición de red esperada a 2030	35
Figura 5-1. Estado actual área Caribe	120
Figura 6-1 Distancia desde la costa de las áreas de exploración	125
Figura 6-2 Esbozo propuesta red en anillo HVDC	127
Figura 7-1. Diagrama esquemático de una super red DC para Colombia	141
Figura 10-1. Diagrama unifilar Área Antioquia - Chocó	152
Figura 10-2. Diagrama unifilar Área Antioquia	153
Figura 10-3. Diagrama unifilar Área Atlántico	154
Figura 10-4. Diagrama unifilar Área Bogotá STN y Transformación	155
Figura 10-5. Diagrama unifilar Área Bogotá actual	156
Figura 10-6. Diagrama unifilar Área Bogotá con expansión	157
Figura 10-7. Diagrama unifilar Área Meta – Sistema Ecopetrol	158
Figura 10-8. Diagrama unifilar Área Bolívar	159
Figura 10-9. Diagrama unifilar Área Boyacá - Casanare	160
Figura 10-10. Diagrama unifilar Área Cauca - Nariño	161
Figura 10-11. Diagrama unifilar Área Caldas – Quindío - Risaralda	162
Figura 10-12. Diagrama unifilar Área Cerromatoso	163
Figura 10-13. Diagrama unifilar Área Córdoba - Sucre	164
Figura 10-14. Diagrama unifilar Área Guajira – Cesar - Magdalena	165
Figura 10-15. Diagrama unifilar Área Meta - Guaviare	166
Figura 10-16. Diagrama unifilar Área Nordeste	167
Figura 10-17. Diagrama unifilar Área Tolima – Huila - Caquetá	168
Figura 10-18. Diagrama unifilar Área Valle	169
Figura 10-19. Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional - SIN	170
Figura 10-20. Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional (SIN) expansión definida y visión de largo plazo	171

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 (presente tomo).
- Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038.

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

Este plan maestro se presenta como una guía integral para la modernización del sistema eléctrico, diseñado para abordar de manera estratégica los desafíos y oportunidades que enfrenta el sector en el contexto de la transición energética. Su propósito principal es ser la referencia principal que oriente las acciones necesarias para implementar cambios estructurales, tecnológicos y regulatorios que permitan alcanzar los objetivos de sostenibilidad, eficiencia operativa y competitividad del sistema eléctrico colombiano.

Este documento establece los lineamientos necesarios para transformar el sistema de transmisión en un habilitador clave de la transición energética y la innovación tecnológica. Además, combina una visión indicativa que proyecta el desarrollo estratégico a largo plazo con un enfoque normativo para las obras que cumplan con criterios técnicos para su desarrollo. Este balance entre planificación y ejecución asegura que cada proyecto sea evaluado y priorizado en función de su contribución a los objetivos del sistema interconectado nacional - SIN.

Por otro lado, el enfoque metodológico propuesto permite alinear la expansión de la infraestructura con las necesidades sociales y los compromisos de sostenibilidad. Sin embargo, no se trata de solo una mejora técnica; es una transformación estructural que redefine el futuro del sector eléctrico. Con la implementación del enfoque estratégico propuesto, el sistema de transmisión se posicionará como un habilitador clave para la transición energética, promoviendo la integración masiva de fuentes renovables, optimizando recursos existentes y estableciendo un camino hacia un modelo energético más competitivo.

1.1 Objetivos del documento

El plan maestro para la modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica pretende convertirse en una herramienta estratégica para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sector eléctrico. En este sentido, este plan persigue tres objetivos diferenciados.

Primero, busca establecer una hoja de ruta para la modernización y expansión de la infraestructura de transmisión, considerando no solo las necesidades actuales, sino también anticipando los cambios estructurales y tecnológicos requeridos para una expansión sostenible. Para ello, la modernización del sistema es esencial para garantizar su capacidad de adaptación a los retos que plantea el crecimiento de la demanda energética y la integración masiva de fuentes renovables.

Segundo, este plan busca guiar la evolución de la red hacia un modelo que garantice la sostenibilidad, la confiabilidad, la flexibilidad y la eficiencia operativa. Esto incluye adoptar soluciones tecnológicas avanzadas que optimicen el desempeño del sistema, y que en el marco de una transición energética, esta transformación sea estratégica en asegurar la competitividad del sector y el bienestar de los usuarios finales.

Finalmente, el documento aborda tanto problemáticas estructurales como emergentes, con el objetivo de posicionar la red de transmisión como un facilitador del crecimiento económico y un catalizador para la transición energética, con el fin de garantizar que los beneficios de la modernización impacten positivamente a todos los actores del sistema.

1.2 Alcance del Plan de Estratégico

Este documento trasciende el enfoque convencional de planificación de infraestructura al presentarse como una herramienta para orientar el futuro del sistema eléctrico. Su carácter estratégico permite abordar múltiples dimensiones del sistema eléctrico, pero delimitando su alcance a las siguientes.

Icremento en la capacidad del sistema. Este plan no solo considera la expansión de la red de transmisión, sino también prioriza la adopción de tecnologías avanzadas que optimicen la infraestructura existente.

Habilitador de la transición energética. La modernización de la red es un paso fundamental para integrar de forma efectiva las fuentes renovables en el sistema eléctrico, facilitando la diversificación de la matriz energética, para reducir la dependencia de un sistema hidrotérmico.

Transformación del sistema eléctrico. Este documento establece un marco para transformar la expansión del sistema, que a su vez puede fomentar la competitividad del mercado, promoviendo condiciones para que se reduzcan los costos operativos, se incentive la entrada de nuevos actores y, en última instancia, se beneficie a los usuarios finales con tarifas más eficientes.

Además de su alcance técnico y estratégico, este plan está diseñado para ser dinámico y relevante en el tiempo. En este sentido, este documento será actualizado de manera periódica para incorporar avances tecnológicos emergentes, definir infraestructura estratégica, adaptarse a la evolución de las demandas del sector y responder a los cambios regulatorios necesarios para su implementación.

1.3 Enfoque de modernización del sistema eléctrico

La modernización del sistema eléctrico es un eje estratégico para satisfacer las necesidades energéticas actuales y anticipar los desafíos que surgirán en las próximas décadas. Este documento presenta un enfoque disruptivo que prioriza la adopción de soluciones técnicas avanzadas que permitan optimizar la operación del sistema, maximizar su flexibilidad y garantizar su resiliencia frente a escenarios de incertidumbre climática, crecimiento de la demanda y transición energética.

La electrificación masiva de sectores como el transporte y la industria está impulsando una transformación estructural de la demanda energética. De acuerdo con estimaciones del Plan Energético Nacional (PEN), se prevé que para el año 2052, la capacidad de transmisión actual deberá incrementarse para habilitar entre 3 y 5 veces la oferta actual y de 2 a 5 veces la demanda de electricidad actual.

La repotenciación de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS) y la reconfiguración de redes existentes se perfilan como soluciones rentables para hasta duplicar capacidad de transmisión en ciertas secciones de la red, en muchos casos, evitando la necesidad de construir nuevas líneas.

Por otro lado, la incorporación masiva de energías renovables plantea retos técnicos debido a su carácter intermitente. Por lo tanto, la modernización requiere de la implementación de sistemas avanzados de almacenamiento y tecnologías de control que estabilice la red, garantizando un suministro confiable y continuo. La transición hacia redes que favorezcan los recursos distribuidos permitirá una gestión más eficiente del flujo de potencia y una respuesta rápida y efectiva ante contingencias.

La adopción de tecnologías innovadoras y la modernización de los equipos actuales permitirán reducir significativamente las pérdidas en la transmisión, optimizando el uso de recursos y mejorando la sostenibilidad técnica, económica y ambiental del sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala pueden absorber excedentes de generación mejorando la estabilidad y eficiencia general.

El crecimiento de la demanda y la alta penetración de energías renovables implica que la infraestructura de transporte debe crecer a un ritmo sin precedentes, así mismo, el desarrollo de nueva infraestructura AC enfrenta retos técnicos, sociales y ambientales. En este entorno, las redes de transmisión HVDC se han posicionado como un elemento fundamental de la transición energética, al permitir transportar volúmenes importantes de energía desde los centros de producción (generalmente aislados, como los parques eólicos costa afuera) a los centros de consumo, con una disminución importante de los impactos ambientales y sociales y con avances tecnológicos sin precedentes, como las redes HVDC - Multi-terminal, las cuales han cobrado relevancia dentro de los planes de expansión de las redes de transmisión a nivel mundial, y se vislumbran como la tecnología preminente para enfrentar la transición energética, las necesidades de crecimientos de la red de transmisión y la integración regional.

1.4 Impactos del Plan

Este documento busca lograr impactos significativos y transformadores en el sector energético que trascienda el ámbito técnico, redefiniendo el papel de la infraestructura de transmisión como un eje central del desarrollo sostenible, la competitividad y la innovación tecnológica.

Este plan establece un marco para reducir los riesgos asociados a cuestiones operativas y eventos climáticos extremos. Mediante la incorporación de tecnologías avanzadas, como sistemas de almacenamiento, sistemas de control y digitalización, se garantiza una red más resiliente y asegurar la continuidad del suministro eléctrico.

Al facilitar la entrada de nuevos actores y fomentar la generación distribuida, este plan crea un entorno más dinámico y competitivo para el mercado. La diversificación de fuentes de generación y la mejora en la infraestructura de transmisión reducen barreras para la libre competencia y promueven un mercado más equilibrado y eficiente.

La modernización de la red permitirá mejorar la calidad del servicio eléctrico, aumentando la confiabilidad del sistema. Esto no solo beneficia a los usuarios finales, sino que también impulsa la productividad industrial y comercial, contribuyendo al desarrollo económico del país. Además, la expansión de la red eléctrica promueve la inclusión energética, llevando energía confiable a comunidades que aún no cuentan con acceso pleno.

La adopción de tecnologías innovadoras, como conductores de alta capacidad, dispositivos de control de potencia y sistemas de monitoreo en tiempo real, permitirá reducir pérdidas técnicas en la transmisión, maximizando la eficiencia energética y mejorando la sostenibilidad del sistema.

La modernización y expansión del sistema de transmisión generará oportunidades de empleo en el sector energético, promoviendo el desarrollo de capacidades locales y fomentando la transferencia de tecnología. Esto contribuirá al fortalecimiento de la industria nacional y a la construcción de un sector energético más competitivo.

2 MARCO NORMATIVO

La elaboración de los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional es competencia de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de conformidad con lo establecido la Ley 143 de 1994, donde se resalta la actividad de consulta al cuerpo consultivo permanente (parágrafo del artículo 17), el cual ha sido suplido, de acuerdo con las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, por el Comité Asesor para el Planeamiento de la Transmisión – CAPT, que facilita compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Recientemente, en consideración a las necesidades de atención de las múltiples competencias y funciones asignadas durante la última década a la UPME, se definió fortalecer su estructura y paralelamente las herramientas en materia de tecnologías de información y comunicaciones. Al efecto, y específicamente mediante el Decreto 2121 de 2023 se establecieron las funciones de la UPME en su artículo 4, pudiéndose resaltar en ellas las que tienen alcance respecto a la elaboración y consulta de los planes, así como a la estructuración de procesos para ejecución y seguimiento de proyectos de expansión, como sigue:

“11. Elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten y establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión.

12. Estructurar los procesos para la ejecución de los proyectos de transmisión y distribución de electricidad definidos en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y hacerles seguimiento, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.”

De otra parte, para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional se siguen los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía (Resolución 18 1313 del 2 de diciembre de 2002), con alcance a criterios de flexibilidad, calidad, confiabilidad y seguridad eléctrica, así como de viabilidad económica y ambiental, donde la UPME, deberá identificar y proponer aquellos proyectos necesarios para el cubrimiento de la demanda nacional, con independencia del nivel de tensión en el cual deban ejecutarse.

Puntualmente, se establecieron los siguientes criterios generales:

“a) El Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales;

b) El plan de Expansión debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad vigentes a la fecha de su elaboración;

c) Los proyectos propuestos dentro del Plan de Expansión deben ser técnica, económica y ambientalmente viables. La viabilidad ambiental será aprobada por las autoridades competentes;

d) La demanda debe ser satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos;

e) El Plan de Expansión debe propender por la minimización de los costos de inversión, de los costos operativos y de las pérdidas del Sistema.”

Asociado a los anteriores, complementariamente se encuentra dispuesta también la obligación de entregar la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento con un cubrimiento de un horizonte de por lo menos diez (10) años por parte de los Transmisores Nacionales, los Generadores, los Transmisores Regionales, los Distribuidores Locales, los Comercializadores, el Centro Nacional de Despacho y el Mercado de Energía Mayorista.

Igualmente se estableció por el Ministerio de Minas y Energía que la UPME, podrá elaborar independientemente Planes de Expansión de Transmisión y de Generación que busquen orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

En los mismos lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía se ratifica que la UPME contará con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), creado con el Código de planeamiento (Resolución CREG 025 de 1995), hasta tanto no se constituya el Cuerpo Consultivo Permanente.

Finalmente, y en cumplimiento con lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía adoptar los planes de expansión de transmisión de acuerdo con las recomendaciones relacionadas.

Así mismo, es importante precisar que los aspectos técnicos específicos para el planeamiento del Sistema Interconectado Nacional que emplea la UPME se adoptaron mediante el Código de Redes (Resolución CREG 25 de 1995) como el *Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de transmisión Nacional*, a su vez incorporado como parte del *Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional*.

Específicamente en atención a lo dispuesto en el numeral 7 del anexo general del Código de Planeamiento, los Transmisores Nacionales, los generadores, los Transmisores Regionales, los Distribuidores Locales y los Comercializadores deben entregar a la UPME, a más tardar en marzo de cada año, la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada de su sistema para la preparación del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia.

Respecto de la información del Sistema Interconectado Nacional, la misma es reportada por los agentes con alcance a parámetros de los elementos del sistema (Líneas, subestaciones, transformadores y otros equipos), disponibilidad de espacios físicos, así como la información UPME relacionada con las asignaciones de capacidad de transporte se encuentra disponible en la ventanilla Única, accesible, previo registro. Adicionalmente, la CREG 025 de 1995 señala que el Centro Nacional de Despacho debe poner a disposición los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP), los cuales han servido de referencia a la UPME en sus actividades de planeación. Igualmente, en atención a la resolución CREG 062 de 2000, el operador del sistema elabora y publica el informe Trimestral de Restricciones (ITR), en el cual puede proponer obras que solucionen problemas operativos identificados, y el cual también es tenido en cuenta para la formulación de proyectos a ser incluidos en los planes de expansión.

Por su parte, los Operadores de Red – OR, elaboran periódicamente sus Planes de Expansión en atención al numeral 3 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 y todas aquellas que la modifiquen o complementen, donde se establecen como responsables de elaborar el plan de expansión del sistema que operan, así como la responsabilidad por su ejecución, planes sobre los cuales los usuarios tienen derecho a conocer.

En el mismo sentido, en atención a la obligación establecida en el artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013 los OR entregan a la UPME la información de planeamiento estándar, la información de planeamiento detallada y una copia del plan de expansión del OR, a más tardar el 15 de junio de cada año.

En lo que respecta a la ejecución de las obras identificadas en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, se tiene las siguientes disposiciones, la Resolución CREG 022 de 2001 por medio de la cual se establece los principios generales y los procedimientos, así como, el procedimiento para la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso del sistema.

De manera específica, es importante indicar que el artículo 4 establece los elementos de referencia en la ejecución del plan e indica que este deberá realizarse a mínimo costo, por parte de los inversionistas que resulten seleccionados en procesos que estimulen y garanticen la libre competencia en la escogencia de dichos proyectos. Es decir, los inversionistas seleccionados corresponden a los que hayan presentado en cada proceso la propuesta con el menor Valor Presente de los Ingresos Anuales Esperados durante los veinticinco (25) años del flujo de Ingresos contados a partir de la fecha prevista de puesta en operación del proyecto, mediante Cargos por Uso que serán determinados mediante la metodología de Ingreso Regulado establecida por la CREG.

El Ingreso deberá reflejar los costos asociados con la Preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente. Adicionalmente, se entiende que el Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el Transmisor Nacional seleccionado, en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

Una vez se haya escogido la propuesta con el menor Valor Presente de los Ingresos Anuales Esperados, la UPME deberá remitir a la CREG para la aprobación de los Ingresos Anuales Esperados. La CREG evaluará y decidirá mediante Resolución sobre la aprobación de los Ingresos Anuales Esperados, de acuerdo con las siguientes reglas vigentes.

Adicionalmente, en los casos en que las convocatorias correspondan a proyectos de expansión originados en solicitudes de conexión de usuarios (dentro de los cuales se incluyen los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, los Operadores de Red y los Generadores) al Sistema de Transmisión Nacional (STN), a la solicitud de oficialización del ingreso deberá anexarse copia de la garantía que debe constituir y entregar el respectivo usuario, con anterioridad a la apertura de la convocatoria, a la entidad responsable de adelantar dicho proceso.

El beneficiario destinará el valor recibido y los rendimientos financieros generados para que el LAC disminuya el monto que debe ser recaudado mensualmente por concepto de cargos por uso del STN, en una cuantía equivalente al valor total, o parcial si no es suficiente, del ingreso esperado requerido para remunerar el proyecto de transmisión ejecutado, y también para cubrir los costos financieros o de impuestos ocasionados por el manejo de estos recursos.

Por otro lado, la Resolución CREG 024 de 2013, establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección, en el artículo 4 ibidem, se reitera la responsabilidad de los OR de la ejecución de las obras en el STR que opera contenidos en su plan de expansión, para lo cual define un plazo de 4 meses para la presentación de la manifestación de interés para obras con una fecha de puesta en operación dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del plan. Ahora bien, en caso de no manifestar el interés o entregar la información dentro de los plazos previstos, el proyecto se realizará mediante un proceso de selección.

Por otro lado, el artículo 7 de la Resolución en mención establece la potestad que tiene la UPME de identificar necesidades de expansión en los STR y genera la obligación a los OR del área en presentar proyectos que subsanen la necesidad al año siguiente de identificada, ahora bien, en caso de que el OR no presente un proyecto la UPME definirá el proyecto a ejecutar y lo incluirá en el Plan de Expansión del SIN y podrán ser ejecutados por medio de un proceso de selección en caso de que otros OR diferentes a los del área de influencia no manifiesten interés en ejecutarlos.

Es importante tener en cuenta que, la expansión del STR mediante procesos de selección solo se realizará en los siguientes casos:

- a) Cuando para la ejecución de un proyecto en el STR cuando el OR no manifieste interés en los tiempos establecidos y con la documentación requerida o cuando después de identificada una necesidad por parte de la UPME, lo OR del área de influencia no presenten un proyecto que subsane dicha necesidad.
- b) Cuando se determine el incumplimiento grave e insalvable en la ejecución del proyecto del STR.
- c) Cuando, un determinado proyecto en el STR tiene un costo superior al Costo Medio definido en la Resolución CREG 097 de 2008, o aquella que la modifique o sustituya.

Finalmente, es importante tener presente que la propuesta económica del proponente, deberá corresponder a un Ingreso Anual Esperado, expresado en pesos constantes del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de presentación de la propuesta, y para cada uno de los años del Periodo de Pagos del proyecto que corresponde a 25 años y deberá reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios, licencias ambientales y demás permisos o coordinaciones interinstitucionales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes. Adicionalmente, el Ingreso Anual Esperado - IAE presentado por el Proponente, cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el Proponente seleccionado, en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

3. DIAGNÓSTICO DE LA RED DE TRANSMISIÓN ACTUAL Y DESAFÍO DE LA OPERACIÓN FUTURA DEL SISTEMA

3.1 Descripción general de la infraestructura existente

El Sistema Interconectado Nacional-SIN- colombiano por sus características geográficas, topología (red) y por la ubicación de sus parques de generación, se divide en cinco áreas operativas: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental y Suroccidente; la red de transmisión de potencia a 500 kV representa la columna vertebral de transmisión del sistema eléctrico y, por tanto, el principal enlace de conexión entre las diferentes áreas del SIN.

La red de transmisión de energía a 500 kV, a diciembre de 2024, está compuesta por 28 circuitos y 19 subestaciones. De entrar los proyectos de expansión con fecha de puesta en operación - FPO a 2035, el número de circuitos aumentará a 42 y las subestaciones a 24, consolidando esta infraestructura como la columna vertebral de la transmisión de energía en Colombia.

Con la entrada de proyectos a 500 kV y otros proyectos de expansión en transmisión y generación convencional y no convencional (eólica y solar), se prevén nuevas dinámicas de operación que impactarán el control de tensión, la inercia y el control de frecuencia. Además, entre áreas operativas, se espera un aumento en la capacidad de importación y exportación de potencia, así como cambios en el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión en los nodos. También surgirán nuevos requerimientos de recursos o dispositivos con capacidad de aporte de cortocircuito, fortaleza de red y respuesta dinámica y automática de potencia reactiva para cumplir con los criterios regulatorios de seguridad, y poder garantizar condiciones seguras, confiables y de calidad en la prestación del servicio de energía para el SIN, tanto en condiciones de red completa como ante contingencias sencillas.

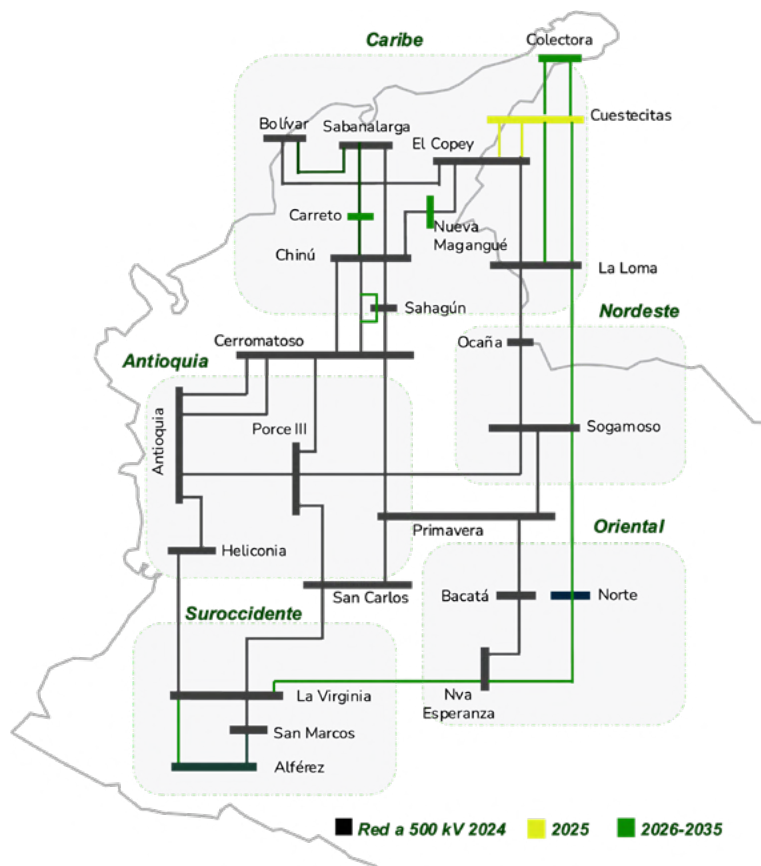


Figura 3-1.Red a 500 kV del sistema eléctrico colombiano

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-1 Proyectos de expansión en circuitos en la red de 500 kV

Área	Proyecto	km	FPO
Caribe	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	22/08/2025
Caribe	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	16/11/2025
Oriental	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	22/06/2025
Caribe	Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	31/07/2026
Nordeste	La Loma - Sogamoso 500 kV	275	18/04/2026
Caribe	Colectora - Cuestecitas 500 kV	220	31/07/2026
Caribe	Colectora - Cuestecitas 2 500 kV	220	31/07/2026
Oriental	Sogamoso – Norte 500 kV	257	31/10/2026
Oriental	Norte – Nueva Esperanza 500 kV	87	31/10/2026
Suroccidental	La Virginia – Alférez 500 kV	183	30/09/2026

Área	Proyecto	km	FPO
Caribe	Cuestecitas - La Loma 2 500 kV	220	31/07/2026
Caribe	Cerro-Sahagún y Chinú-Sahagún 2 500 kV (*)	-	30/06/2026
Caribe	Chinú – Carreto y Sabanalarga – Carreto 500 kV	-	31/03/2027
Caribe	Chinú-Magangué y Magangué-El Copey 500 kV		31/12/2028
(*) Este proyecto reconfigura el circuito existente Cerromatoso - Chinú 2 500 kV			

Fuente: Elaboración XM

Con la entrada de proyectos a 500 kV y otros proyectos de expansión en transmisión y generación convencional y no convencional (eólica y solar), se prevén nuevas dinámicas de operación que impactarán el control de tensión, la inercia y el control de frecuencia. Además, entre áreas operativas, se espera un aumento en la capacidad de importación y exportación de potencia, así como cambios en el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión en los nodos. También surgirán nuevos requerimientos de recursos o dispositivos con capacidad de aporte de cortocircuito, fortaleza de red y respuesta dinámica y automática de potencia reactiva para cumplir con los criterios regulatorios de seguridad, y poder garantizar condiciones seguras, confiables y de calidad en la prestación del servicio de energía para el SIN, tanto en condiciones de red completa como ante contingencias sencillas.

La capacidad de importación y exportación de potencia de cada área operativa se define para cada condición particular, a partir del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad, tanto en red completa como ante contingencia sencilla. Por la naturaleza del cálculo (red completa), las magnitudes presentadas son indicativas y, al estar sujetas al escenario de demanda, generación y topología, deberán ser revaluadas para cada condición particular.

De la **Figura 32** a la **Figura 34** se presenta la capacidad de importación de las áreas Caribe, Suroccidental y Oriental respectivamente, considerando la entrada en operación de los proyectos de expansión en su FPO programada.

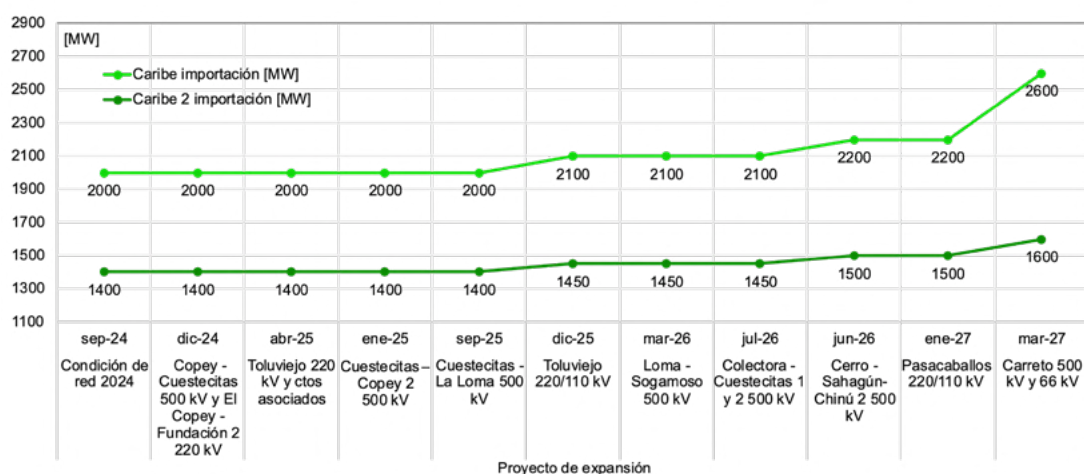


Figura 3-2. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Caribe

Fuente: Elaboración XM

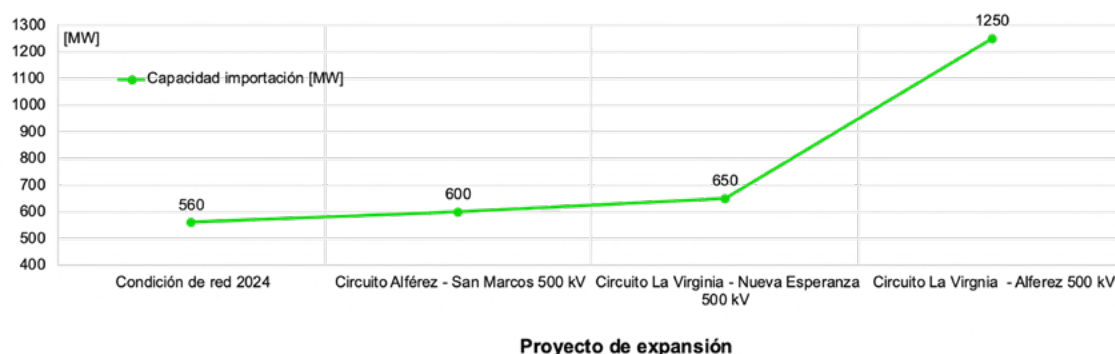


Figura 3-3. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Suroccidental (a través de la red de 500 kV)

Fuente: Elaboración XM

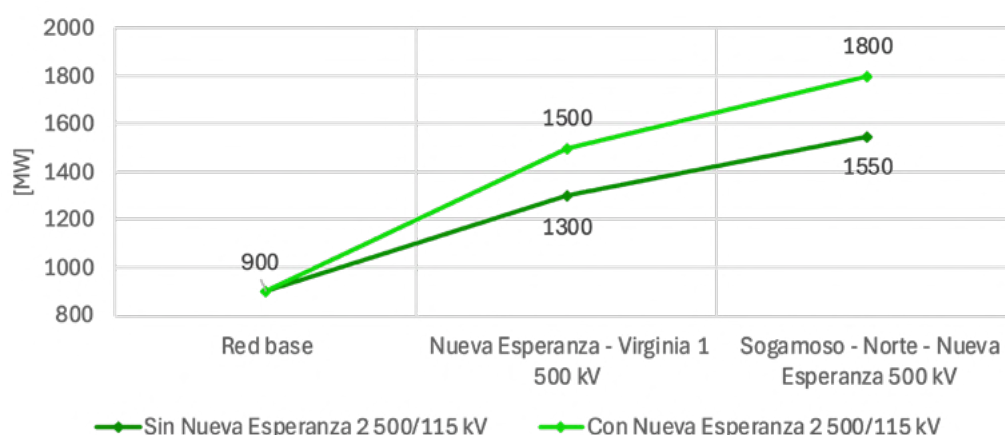


Figura 3-4. Evolución de capacidad de importación de potencia del área Oriental (a través de la red de 500 kV)

Fuente: Elaboración XM

Dada la capacidad de generación proyectada para el SIN a largo plazo, es esencial llevar a cabo proyectos que eliminen las restricciones que limitan los valores de importación y exportación de las áreas operativas; lo anterior con el fin de aumentar la capacidad de transferencia de energía entre áreas e incluso entre países. Adicionalmente, es crucial identificar nuevas tecnologías y alternativas que permitan maximizar el aprovechamiento del potencial solar y eólico de cada área del sistema colombiano.

3.2 Identificación de problemáticas y limitaciones en red actual

3.2.1 Declaración de estado de alerta y emergencia de restricciones de la red.

De los análisis eléctricos de seguridad realizados y seguimiento al comportamiento de las variables eléctricas del sistema en la operación de tiempo real se han identificado por el CND restricciones eléctricas y operativas que son dependientes de la demanda que no son controlables con balances de generación, y en caso de activarse se haría necesario programar desatención de demanda para su control o mitigación.

Si bien en algunos de los elementos asociados a las restricciones se han implementado esquemas de protección por sobrecarga o baja tensión, estos esquemas no eliminan la susceptibilidad de la restricción a desatención de demanda y solo permiten mitigar el impacto o evitar que se presenten cascada de salida de elementos, lo anterior, en condiciones de red completa (sin fallas, ni mantenimientos de la infraestructura).

Por lo anterior, y hasta que entre en operación el proyecto de expansión que brinde solución estructural o se realicen acciones que eliminen la susceptibilidad a desatención de demanda en condición de red completa o ante contingencias sencillas, el Centro Nacional de Despacho - CND de XM realizó la declaración de estados en condición de alerta o de emergencia a las restricciones que se presentan de la **Tabla 32** a la **Tabla 35** para las áreas Caribe, Oriental, Nordeste y Suroccidental respectivamente.

Tabla 3-2. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Caribe

Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Atlántico	El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Atlántico	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Atlántico	Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
Atlántico	Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto	Emergencia
Atlántico	Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5	No	Sin Proyecto	Emergencia
Atlántico	Tebesa - Cordialidad / Caracolí - Cordialidad	No	Nueva subestación Galapa 110 kV (FPO:2025)	Emergencia
Bolívar	Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bolívar	Sobrecarga en red completa de Tenera – Gambote 66 kV	No	Carreto 500 kV, Carreto 66 kV (FPO:2027)	Emergencia
Bolívar	La Marina - Chambacú - 1 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bolívar	Bosque - Chambacú 1 66 kV / La Marina - Chambacú - 1 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bolívar	Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bolívar	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV	Sí	Sin Proyecto	Alerta
Bolívar	Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV	No	Proyecto AFINIA: aumentar capacidad de corriente (FPO: 20/12/2024)	Emergencia
Córdoba-Sucre	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV	Sí	Refuerzo Montería	Emergencia
Córdoba-Sucre	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV	Sí	Refuerzo Montería	Alerta
Córdoba-Sucre	Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV	Alerta
Córdoba-Sucre	Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV	Sí	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV y ATR 4 Chinú 500/110 kV (FPO:2025)	Alerta
Córdoba-Sucre	Sobrecarga en red completa de Chinú – Sinocé 110 kV	No	Propuesta ITR – Magangué 500/110 kV	Emergencia
Córdoba-Sucre	Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflores 110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta

Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Córdoba-Sucre	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta
Córdoba-Sucre	Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV	No	Sahagún 500/110 kV	Emergencia
Córdoba-Sucre	Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV	Sí	Nueva Toluviejo 220/110 kV (FPO:2025)	Alerta
Córdoba-Sucre	Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV	Sí	Refuerzo Montería	Alerta
Córdoba-Sucre	Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kV	Sí	UPME 05 - 2018 S/E Toluviejo 220 Nueva Toluviejo 220/110 kV	Emergencia
Córdoba-Sucre	Sobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kV	Sí	UPME 05 - 2018 S/E Toluviejo 220 Nueva Toluviejo 220/110 kV	Emergencia
Córdoba-Sucre	Sobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV	Sí	UPME 05 - 2018 S/E Toluviejo 220 Nueva Toluviejo 220/110 kV	Emergencia
GCM	Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia
GCM	Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV	Sí	Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Emergencia
GCM	Valledupar – Guatapurí 34,5 kVLN599 / Valledupar – Guatapurí 34,5 kV LN 513	Sí	Guatapurí 110 kV y Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026)	Alerta
GCM	Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV	No	Magangué 500/110 kV	Emergencia
GCM	Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 110/34,5 kV	No	Sin Proyecto	Emergencia
GCM	Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV	Sí	Bureche 110 kV (FPO:2026)	Alerta

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-3. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Oriental

Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Meta	Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 1 115 kV	No	Santa Helena - Suria 2 115 kV Transformadores Santa Helena 230/115 kV 2X150 MVA (Suria)	Alerta
Meta	Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 kV	No		Alerta

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-4. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Nordeste

Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Norte de Santander	San Mateo - Ocaña 230 kV / baja tensión nodos Norte de Santander	Sí	Tonchalá 230/115 kV	Emergencia
Norte de Santander	Cúcuta 230/115 kV / baja tensión nodos Norte de Santander	Sí	Tonchalá 230/115 kV	Emergencia

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-5. Declaración de restricciones en estado de alerta y emergencia en el área Suroccidental

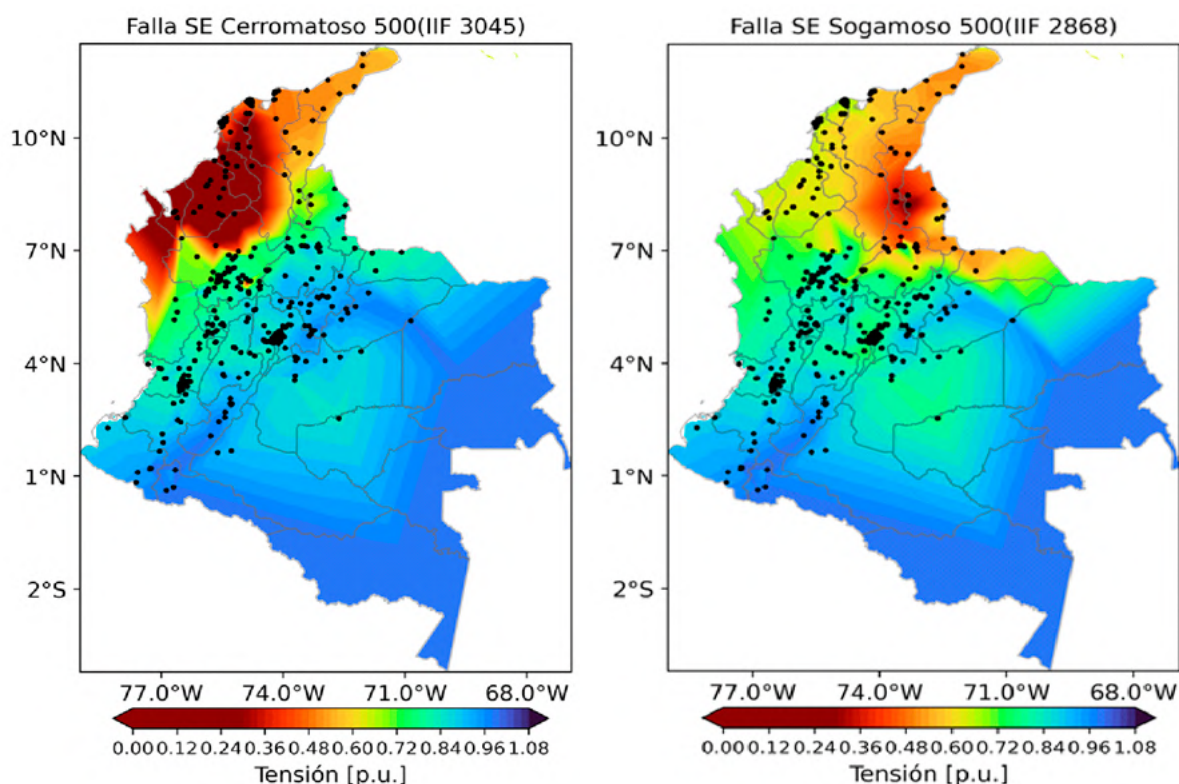
Subárea	Restricción	ESPS	Proyecto	Estado
Cauca-Nariño	Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV	No	segundo corredor a 115 kV Jardinera, Junín y Tumaco	Alerta

Fuente: Elaboración XM

3.2.2 Subestaciones estratégicas por propagación de huecos de tensión

Las características de una falla, como su ubicación, duración y tipo, junto con la robustez de la red, influyen en la magnitud y duración del hueco de tensión. Por otro lado, la fortaleza del nodo en que se presenta el hueco de tensión y la fortaleza de los nodos eléctricamente cercanos determinarán la propagación en la disminución de tensión y los posibles impactos para el sistema.

La **Figura 3-5** presenta los resultados de simular, para la condición de red esperada de la red a 2026, una falla en la barra de Cerromatoso 500 kV, El Copey 500 kV, Sogamoso 500 kV y Alférez 500 kV y su consecuente propagación decreciente en la tensión de los nodos del SIN.



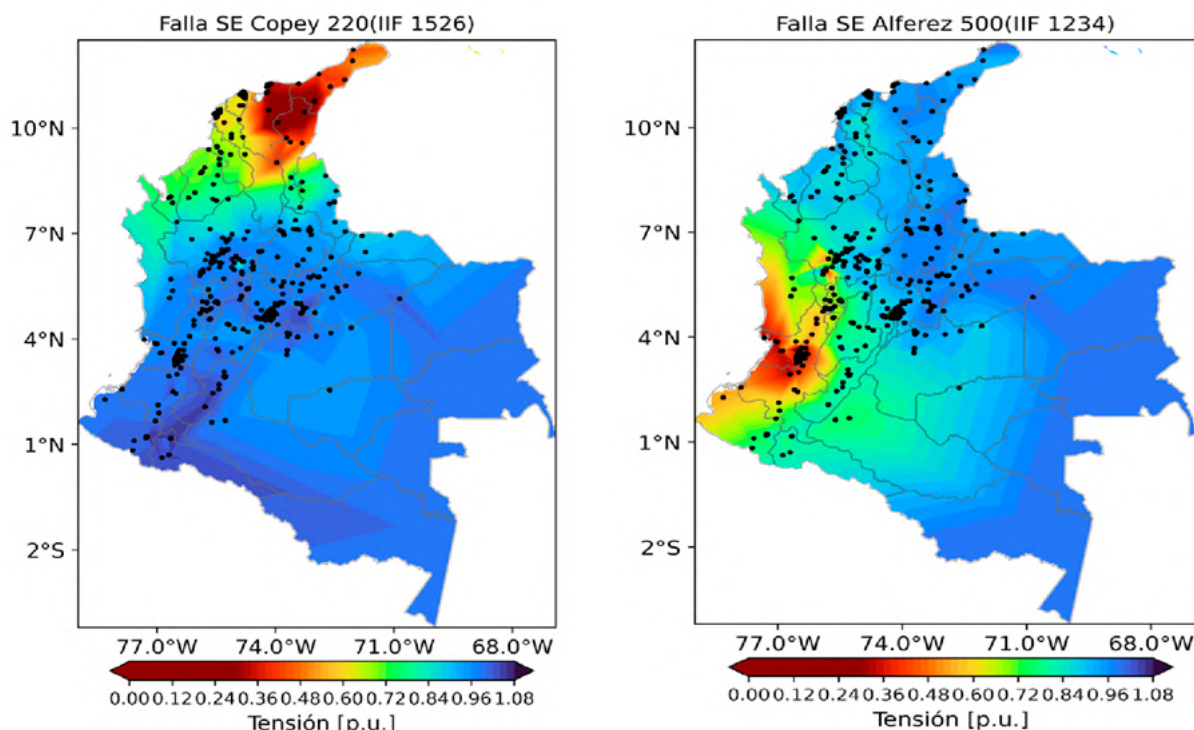


Figura 3-5. Propagación de huecos de tensión a otros nodos del SIN

Fuente: Elaboración XM

Las acciones encaminadas a fortalecer la red permiten disminuir la sensibilidad dV/dQ durante fallas y mitigar la propagación de los huecos de tensión, además de la materialización de consecuencias operativas que impactan la seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda. En la **Tabla 36** se presentan las subestaciones que causarían mayor propagación de un hueco de tensión.

Tabla 3-6. Subestaciones estratégicas por propagación de huecos de tensión y su estimación del tiempo crítico de despeje de falla por confiabilidad (CCTpC).

#	Subestación	Nodos impactados	idx_med	min(CCTpC)	Rango CCTpC
1	Chinú 500 kV	194	2349.2	0.089	[0.02 - 0.089]
2	Cerromatoso 500 kV	272	2223.1	0.082	[0.082 - 0.145]
3	Sabanalarga 500 kV	150	2088.9	0.082	[0.082 - 0.131]
4	Sabanalarga 220 kV	143	2030.3	0.078	[0.078 - 0.117]
5	Bolívar 500 kV	144	1660.7	0.145	[0.145 - 0.152]
6	Sahagún 500 kV	158	1583.3	0.075	[0.075 - 0.12]
7	Bolívar 220 kV	135	1563.5	0.159	[0.159 - 0.195]
8	El Copey 500 kV	148	1535.5	0.080	[0.08 - 0.42]
9	Primavera 500 kV	324	1515.0	0.138	[0.138 - 0.223]
10	Tebesa 220 kV	115	1503.0	0.145	[0.145 - 0.3]
11	El Río 220 kV	110	1417.5	0.152	[0.152 - 0.307]
12	San Carlos 500 kV	298	1409.6	0.131	[0.131 - 0.23]
13	Flores 220 kV	109	1397.6	0.145	[0.145 - 0.155]
14	Antioquia 500 kV	225	1370.3	0.110	[0.11 - 0.31]
15	Noroeste 220 kV	170	1361.9	0.173	[0.173 - 0.18]
16	Nv Barranquilla 220 kV	109	1357.7	0.131	[0.131 - 0.3]

17	Bacatá 220 kV	169	1337.9	0.188	[0.188 - 0.188]
18	Caracolí 220 kV	107	1290.4	0.155	[0.155 - 0.159]
19	Porce III 500 kV	226	1288.0	0.110	[0.11 - 0.73]
20	Mesa 220 kV	175	1285.0	0.173	[0.173 - 0.195]
21	Guaca 220 kV	164	1255.2	0.173	[0.173 - 0.202]
22	Salitre 115 kV	119	1234.4	0.244	[0.244 - 0.244]
23	Torca 220 kV	167	1234.1	0.202	[0.202 - 0.216]
24	Cartagena 220 kV	115	1218.2	0.188	[0.188 - 0.73]
25	Veraguas 115 kV	118	1214.8	0.244	[0.244 - 0.251]
26	Candelaria 220 kV	115	1201.9	0.159	[0.159 - 0.195]
27	Paraíso 220 kV	160	1175.6	0.188	[0.188 - 0.202]
28	Copey 220 kV	103	963.0	0.089	[0.089 - 0.419]

Fuente: Elaboración XM

3.2.3 Subestaciones alimentadas en forma radial

Los nodos en configuración radial se caracterizan por presentar baja confiabilidad en la atención de la demanda al ser vulnerables ante una contingencia sencilla, valor de carga en los circuitos dependiente de la demanda y dificultad en el cumplimiento de criterios regulatorios de tensión.

A continuación, para cada área operativa se presentan los circuitos que, a la condición de red en 2024, alimentan carga de forma radial, junto con los proyectos en el horizonte de estudio que eliminarán esta condición.

Algunas de las subestaciones pueden tener enmallamiento a nivel de SDL; por tanto, las presentadas corresponden a aquellas que a nivel de STN y STR son alimentadas en configuración radial.

Tabla 3-7. Circuitos en configuración radial en el área Caribe

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
GCM	El Paso – El Banco 110 kV	Copey	Magangué 500/100 kV	2028
GCM	Río Córdoba - Ciénaga 110 kV	Ciénaga	Guacamayal 110 kV	2026
GCM	Guatapurí - Valledupar 110 kV	Valledupar	San Juan 110 kV	2026
GCM	Guatapurí – San Juan 110 kV	Valledupar	San Juan 110 kV	2026
GCM	Santa Marta -Manzanares 110 kV	Manzanares	Bureche 110 kV	2026
GCM	Santa Marta -Libertador 110 kV	Libertador	Bureche 110 kV	2026
Bolívar	El Carmen - Zambrano 66 kV	El Carmen	Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	El Carmen - San Jacinto 66 kV	El Carmen	Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	El Carmen - Calamar 66 kV	El Carmen	Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	Tenera - Gambote 66 kV	El Carmen	Carreto 500/66 kV	2027
Bolívar	Toluviejo - El Carmen 110/66 kV	El Carmen	Carreto 500/66 kV	2027
Cerromatoso	Cerromatoso-Planeta Rica 110kV	Planeta Rica	Sahagún 500/110 kV	2027
C. Sucre	Chinú - San Marcos 110 kV	San Marcos		2027
C. Sucre	San Marcos - La Mojana 110 kV	San Marcos		2027
C. Sucre	Chinú - Chinú Planta 110 kV	Chinú Planta	Nueva Lorica 110 kV	2029

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
C. Sucre	Chinú - Sincé 110 kV	Sincé	Magangué 500 kV, Magangué 500/100 kV	2028
C. Sucre	Sincé - Magangué 110 kV	Sincé		
C. Sucre	Magangué - Mompox 110 kV	Sincé		
Atlántico	Sabanalarga - Salamina 110 kV	Sabanalarga	No hay proyecto definido	-
Atlántico	N.Barranquilla - Juan Mina 110kV	N.Barranquilla	Galapa 110 kV	2025

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-8. Circuitos en configuración radial en el área Antioquia

Área	Radialidad	Asociado a una zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Antioquia	El Salto - Porce 110 kV	Porce	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Yarumal II - Yarumal 110 kV	Yarumal	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Cértégui - Itsmína 110 kV	Istmina	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Amagá - T Hispania 110 kV	Amagá - Bolombolo	Carrieles 110 kV	2029
Antioquia	Bolombo - T Hispania 110 kV	Amagá - Bolombolo		
Antioquia	Hispania - T Hispania 110 kV	Amagá - Bolombolo		
Antioquia	Antioquia - Chorodó 110 kV	Occidente - Caucheras	No hay proyecto definido	
Antioquia	Antioquia - San Jerónimo 110 kV	Occidente - Caucheras	Guárcama 110 kV	2026
Antioquia	Occidente - San Jerónimo 110 kV	Occidente - Caucheras	Guárcama 110 kV	2026
Antioquia	Caucheras - Chorodó 110 kV*	Occidente - Caucheras	No hay proyecto definido	
Antioquia	Puerto Nare - Puerto Inmarco 110 kV	No	No hay proyecto definido	
Antioquia	Puerto Nare - Moriche 110 kV	No	No hay proyecto definido	
Antioquia	Cocorná - Puerto Boyacá 110 kV	No	No hay proyecto definido	
Antioquia	Puerto Boyacá - Vasconia 110 kV	No	No hay proyecto definido	

* El seccionamiento de la línea Caucheras - Chorodó 110 kV por la SE Laguna 110 kV (FPO:2025) no elimina la radialidad.

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-9. Circuitos en configuración radial en el área Suroccidental

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Cauca - Nariño	Guapi - Olaya 115 kV	No	Refuerzo Olaya - Buchely	-
Cauca - Nariño	Jardinera - Junín 115 kV	No	Refuerzo Jardinera - Junín - Buchely	-
Cauca - Nariño	Junín - Buchely (Tumaco) 115 kV	No	Refuerzo Jardinera - Junín - Buchely	-
CQR	Esmeralda - Viterbo 115 kV	Viterbo	No hay proyecto definido	-
CQR	Esmeralda - Irra 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
CQR	Irra - Río Sucio 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-
CQR	Irra - Salamina 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-
CQR	La Rosa - Cuba 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Valle	El Pailón - Bahía Málaga 115 kV	Bahía Málaga	No hay proyecto definido	-
Valle	Santa Bárbara - Cerrito 115 kV	Cerrito	No hay proyecto definido	-
Huila - Tolima	Flandes - Lanceros 115 kV	Lanceros	No hay proyecto definido	-
Huila - Tolima	Sur - Oriente 115 kV	No	Huila 115 kV No hay proyecto definido No hay proyecto definido	2026
Caquetá	Altamira - Segovianas 1 115 kV	No		-
Caquetá	Altamira - Pitalito 115 kV	No		-
Caquetá	Altamira - Florencia 115 kV	Florencia	No hay proyecto definido	-
Caquetá	Florencia - Doncello 115 kV	Florencia	No hay proyecto definido Renacer 230 kV No hay proyecto definido	-
Caquetá	Renacer - Altamira 230 kV	No		2025
Putumayo	Mocoa - Puerto Caicedo 115 kV	Putumayo		-
Putumayo	Puerto Caicedo - Yarumo 115 kV	Putumayo	No hay proyecto definido	-

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-10. Circuitos en configuración radial en el área Oriental

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Meta	Ocoa - Santa Helena 115 kV	Puerto López	Santa Helena 230/115 kV	2024
Meta	Santa Helena - Suria 115 kV	Puerto López	Santa Helena 230/115 kV	2024
Meta	Ocoa - Granada 115 kV	Granada	Violetas (Guamal) 115 kV	2024
Meta	Granada - San J Guaviare 115 kV	Granada	Violetas (Guamal) 115 kV	2024
Bogotá	Termozipa - Sesquilé 115 kV	Sesquilé	Norte 115 kV kV	2026
Bogotá	Guavio - Ubalá 115 kV	Guavio	No hay proyecto definido	-
Bogotá	El Sol - Zipaquirá 115 kV	Zipaquirá	Norte 115 kV	2026
Bogotá	Ubaté - Simijaca 115 kV	Zipaquirá	Norte 115 kV	2026
Bogotá	Zipaquirá - Tpelldar 115 kV	Zipaquirá	Norte 115 kV	2026
Bogotá	Tpelldar - Peldar 115 kV	Zipaquirá	Norte 115 kV	2026
Bogotá	Tpelldar - Ubaté 115 kV	Zipaquirá	Norte 115 kV	2026
Bogotá	Balsillas - Facatativá 115 kV	Facatativá y Villeta	No hay proyecto definido No hay proyecto definido Norte 115 kV	-
Bogotá	Facatativá - Villeta 115 kV	Facatativá y Villeta		-
Bogotá	Gran Sabana - Termozipa 115 kV	No		2026
Bogotá	Muña - Sauces 1 115 kV	Fusagasugá	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Canoas - Muña 1 115 kV (Cnx)	No	No hay proyecto definido No hay proyecto definido	-
Bogotá	Salto I - Salto II 1 115 kV	No		-

Fuente: Elaboración XM

Tabla 3-11. Circuitos en configuración radial en el área Nordeste

Subárea	Radialidad	zona CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Boyacá-Cas-nare	Yopal - Yopalosa 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	Paz de Ariporo - Yopal 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	Díaco - Paipa 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	Barbosa - TSta Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	Barbosa - Cimitarra 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	Santa Rosa - TSta Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Cas-nare	TSta Rosa - Cimitarra 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Arauca	Banadía - Cano Limón 1 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	La Paz 220 kV Alcaraván 230 kV	2028 2027
Arauca	Palos - Toledo 1 230 kV		La paz 220kV	
Arauca	Banadía - Samoré 1 230 kV		La paz 220kV	
Arauca	Samoré - Toledo 1 230 kV		La paz 220kV	
Arauca	Banadía - Tame 1 115 kV	Banadía	Playitas 115kV	2027
N. Santander	Aguachica - Buturama 115 kV	No	No hay proyecto definido	-

Fuente: Elaboración XM

3.2.4 Esquemas suplementarios de protección - ESP

En ciertos elementos del SIN se han identificado restricciones que al materializarse causan sobrecarga de equipos o baja tensión, lo anterior puede deberse a agotamiento de red, retraso o ausencia de proyectos que eliminen la restricción; en estos elementos o nodos se han instalado esquemas suplementarios de protección -ESP-.

Es de resaltar que los esquemas actúan solo ante contingencia y no representan una solución a la restricción, siendo acciones temporales para mitigar el impacto en desatención de demanda y evitar eventos en cascada.

Por lo anterior, la expansión del sistema debe propender por eliminar de forma estructural las restricciones que son actualmente atendidas por esquemas suplementarios, de tal forma que se los esquemas activos sean inhabilitados progresivamente.

En la **Tabla 312** se presentan los esquemas suplementarios de protección existentes en el SIN. Para los casos en los que ya se soluciona de forma estructural la restricción atendida por el esquema, se mantuvo el mismo pero inhabilitado con el fin de que pueda ser aprovechado en mantenimientos o en condición de red degradada; estos esquemas inhabilitados están presentados en tono gris en la tabla.

Tabla 3-12. Esquemas suplementarios de protección por área/subárea

Subárea	ESPS	Subárea	ESPS	Subárea	ESPS
Atlántico	Oasis -Centro 110 kV	Córdoba – Sucre	Cereté - Nueva Montería 1 110 kV	Nordeste	La Ínsula - San Mateo 115 kV
	Tebesa - El Río 1 110 kV		Río Sinú - Tierra Alta 110 kV		Barra San Mateo 115 kV
	Termoflores-Las Flores 1 110 kV		Tierra Alta - Urrá 110 kV		San Mateo 1 y 2 150 MVA 230/115/13.8 kV
	Termoflores-Las Flores 2 110 kV		Chinú - Boston 110 kV		La Insula - Belén 115 kV
	Oasis - Silencio 110 kV		Chinú - Boston 2 110 kV		Belén 1 150 MVA 230/115/13.8 kV
	Tebesa 1 220/110/13,8 kV		Chinú 1,2 y 3 500/110/34,5 kV		San Antonio - Yopal 1 115 kV
	Tebesa 2 220/110 kV		Boston - Sierra Flor 110 kV		Toquilla - Yopal 115 kV
	Tebesa 5 220/110/46 kV		Chinú - Coveñas 110 kV		Aguazul - Yopal 1 115 kV
	Tebesa – Unión 110 kV		Nueva Montería 220/110 kV		Los Palos 1 230/115/13.8 kV
	Tebesa-Veinte de Julio 1 110 kV		Cerromatoso 1,2 y 4 500/110 kV		Piedecuesta 1 230/115/13.8 kV
	Tebesa-Cordialidad 110 kV		Barra Tierra Alta 110 kV		Los Palos - Palenque 1 115 kV
	Silencio 4N y 5 110/34,5 kV		Barra Zambrano 66 kV		Bucaramanga-Real Minas 115 kV
	Termoflores 2 - Oasis 110 kV		Barra San Jacinto 66 kV		Bucaramanga 5 230/115/13.8 kV
			Nueva Montería 110 kV		Barra Belén 115 kV
GCM	Copey - Valledupar 1 220 kV	Bolívar	Barra Boston 110 kV	Antioquia	Barra San Gil 115 kV
	Valledupar-Guatapurí In513 34,5 kV		Bosque - Chambacú 66 kV		Barra San Silvestre 115 kV
	Valledupar-Guatapurí In599 34,5 kV		Chambacú - La Marina 66 kV		Barra Barranca 115 kV
	Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV		Tenera - Bosque 1 66 kV		Barroso – Bolombolo 1 110 kV
	Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV		Bosque 150 MVA 220/66 kV		Quibdo 115 kV
	Valledupar 2 220/110 kV		Tenera 3 45 MVA 66/13,8 kV		Itsmiina 115 kV
	Santa Marta 1,2 y 9 220/110/34.5 kV		Tenera 5 20 MVA 66/13,8 kV		Cértegui 115 kV
	Fundación - Río Córdoba 110 kV		Cartagena - Zaragocilla 66 kV		Barroso 110 kV
	Fundación 55 MVA 220/110 kV		Tenera - Zaragocilla 1 66 kV	Suroccid.	Jamondino – Catambuco 115 kV
	Barra El Banco 110 kV		Bosque - Bocagrande 1 66 kV		Jamondino – Pasto 115 kV
	Barra La Jagua 110 kV			Oriental	Guavio - Mámbita 1 115 kV
	Barra Ciénaga 110 kV				Guavio 6 40 MVA 230 /115 /13.8 kV

Fuente: Elaboración XM

3.2.5 Cruces de líneas

El sistema de transmisión eléctrica es una malla instalada a lo largo y ancho del territorio nacional, en algunos casos los circuitos presentan cruces en los recorridos de las líneas (vanos) o en las llegadas a las subestaciones, cruces que originan puntos de falla común en la red. Así, una contingencia sencilla que implique caída de la torre o uno de los componentes del circuito puede ocasionar, según la ubicación de la falla, salida de múltiples elementos de transmisión o generación.

Para la condición de red a marzo de 2025, se han identificado en la red nacional 441 cruces de líneas en distintos elementos, de los cuales más de 150 involucran activos con niveles de tensión de 220 kV o superior. De estos cruces, se han resaltado 40 en los cuales una falla sencilla podría provocar la desconexión de múltiples elementos, afectando así la seguridad y confiabilidad del sistema.

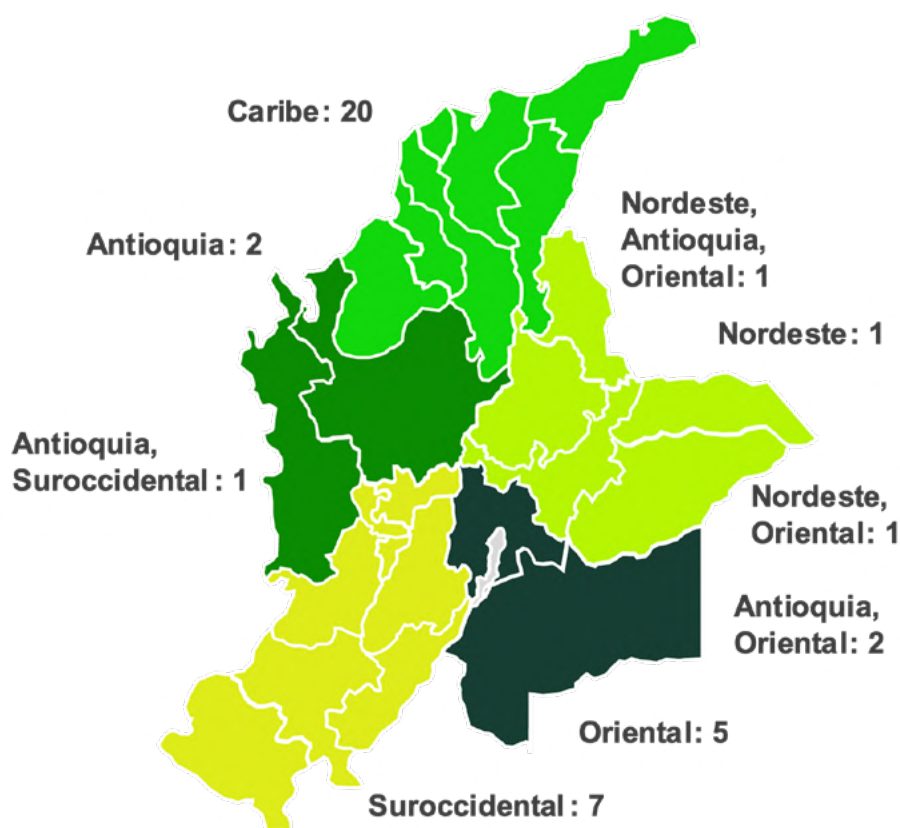


Figura 3-6. Áreas con cruce de líneas de mayor impacto
Fuente: Elaboración XM

3.2.6 Configuración de subestaciones

3.2.6.1 Subestaciones en configuración Anillo

La configuración en Anillo tiene la particularidad de ser poco flexible ya que, ante la apertura del anillo, por indisponibilidad o mantenimiento de un elemento de red, se presenta alta disminución en confiabilidad y dificultad para gestionar los riesgos ante la eventual salida de otro elemento. El SIN cuenta con 25 subestaciones en configuración de anillo, de las cuales 18 están localizadas en el área Caribe.

Tabla 3-13. Subestaciones en configuración Anillo

Subestación	Campos	Subestación	Campos
Tenera 66 kV	11	Valledupar 110 kV	5
Fundación 220 kV	10	Coveñas 110 kV	4
Valledupar 220 kV	9	Cordialidad 110 kV	4
Malambo 110 kV	6	Gecelca III 110 kV	4
Silencio 110 kV	6	Río Sinú 110 kV	4
Nueva Cospique 110 kV	6	Gaira 110 kV	3
Tenera 220 kV	8	Sierra flor 110 kV	3
Toluviejo 110 kV	5	Baranoa 110 kV	3
Fundación 110 kV	5	Cerromatoso 3.2 110 kV	3

Fuente: Elaboración XM

3.2.6.2 Subestaciones en configuración Barra Sencilla

La configuración de barra sencilla se distingue por ser económica, de fácil protección y por requerir un espacio reducido; sin embargo, presenta limitaciones significativas en términos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad. Esta configuración obliga a interrumpir el servicio cuando se realizan mantenimientos en la barra, bahías o circuitos asociados.

A marzo de 2025, el Sistema de Transmisión Nacional (STN) cuenta con 15 subestaciones de barra sencilla a una tensión de 220 kV, mientras que el Sistema de Transmisión Regional (STR) dispone de 235 subestaciones de este tipo operando a tensiones de 110 y 115 kV.

Tabla 3-14. Subestaciones en configuración Barra Sencilla

Subestación	Campos	Subestación	Campos
Guayabal 110 kV	12	Victoria (Bogotá) 115 kV	9
Ancón Sur (EPM) 110 kV	10	Bosa 115 kV	8
Central 110 kV	10	La Paz (Bogotá) 115 kV	8
El Sol 115 kV	10	Miraflores 110 kV	8
Yopal 115 kV	10	Puerto Gaitán 115 kV	8
Bajo Anchicayá 115 kV	9	Suria 115 kV	8
Palenque 115 kV	9	Tibú 115 kV	8
Balsillas 115 kV	9	Ancón Sur (EPM) 220 kV	8
Fontibón 115 kV	9	Altamira 115 kV	7

Fuente: Elaboración XM

3.2.6.3 Límites de intercambio entre áreas en red degradada

Si bien muchos de los análisis de seguridad y confiabilidad se realizan considerando una operación en red completa, esta condición difícilmente se materializa durante la operación del sistema; lo anterior, debido a que la red está expuesta continuamente a mantenimientos y fallas de equipos que implican la indisponibilidad de uno o varios activos (red degradada). Una red eficiente, flexible y resiliente, debe minimizar las afectaciones sobre la operación segura y económica bajo la condición de red degradada, buscando mantener los estándares de calidad, seguridad y economía en esta condición, común por la necesidad de realizar mantenimientos preventivos sobre la infraestructura. En la actualidad y en caso de los límites de importación de cada área operativa, se observa cómo, por ejemplo, indisponibilidades de un elemento de la red pueden ocasionar una disminución de las capacidades de importación al 68% de la capacidad en red completa.

Tabla 3-15. Límites de importación en red degradada

Área	Elemento Indisponible	Capacidad red degradada	Capacidad red Completa	% de la capacidad en red completa
CARIBE	Ocaña – La Loma 500 kV o La Loma – El Copey 500 kV	1650	2000	83%
ORIENTAL	Primavera – Bacatá 500 kV	1350	2000	68%
Sur Occidental	Virginia – San Marcos 500 kV	1000	1100	91%

Fuente: Elaboración XM

3.3 Identificación de problemáticas y limitaciones en red futura

3.3.1 Evolución de restricciones

Para el año 2034, se identifican para el sistema un total de 189 restricciones eléctricas y operativas, que pueden limitar la capacidad del sistema para abastecer la demanda de electricidad de forma segura, confiable y económica.

Las restricciones internas y de exportación, afectan la capacidad del país para evacuar la capacidad de generación instalada a lo largo y ancho de su territorio, por lo que nueva infraestructura es requerida para aprovechar el potencial de generación de cada región de forma eficiente y segura.

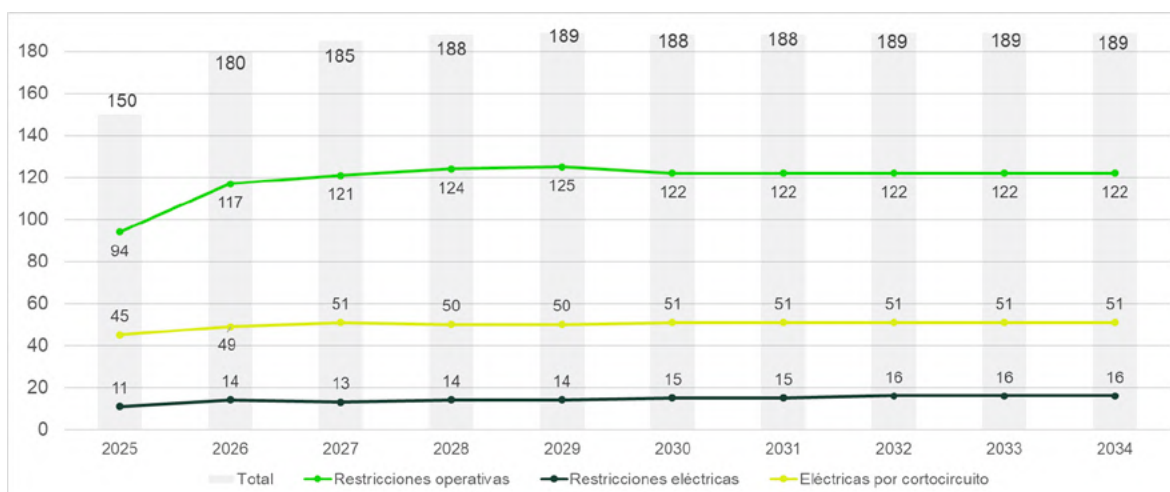


Figura 3-7. Evolución de las restricciones en el SIN entre 2025 y 2034

Fuente: Elaboración XM

3.3.2 Evolución de restricciones por cortocircuito

En la **Figura 38** se presentan las subestaciones del SIN que, bajo los supuestos del análisis y considerando la incorporación de los proyectos de expansión previstos en el horizonte de estudio, superan su capacidad de cortocircuito, ya sea monofásico o trifásico. En total, se identifican 51 nodos afectados: 15 pertenecientes STN y 36 al STR.

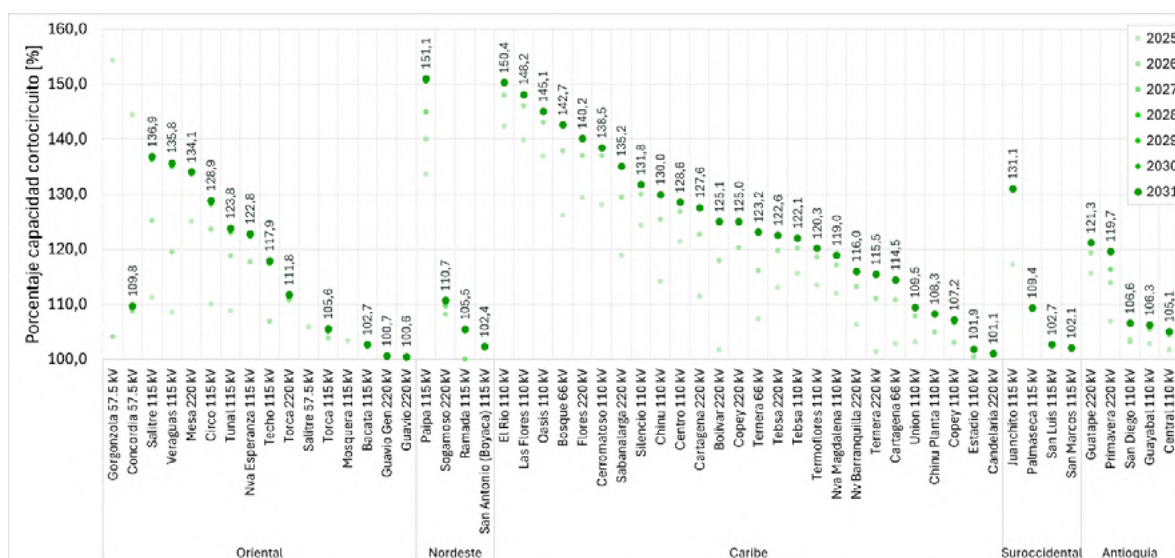


Figura 3-8. Capacidad de cortocircuito entre 2025 y 2031

Fuente: Elaboración XM

3.3.3 Evolución de índices de fortaleza de red

La fortaleza de red es la habilidad del sistema de potencia de mantener la tensión estable y garantizar la calidad de la forma de onda del voltaje, esta puede medirse o relacionarse con la magnitud de la corriente que fluye en el sistema durante una falla (nivel de cortocircuito). A mayor fortaleza de red la sensibilidad dV/dQ es menor y, en consecuencia, durante el transitorio asociado a una falla, la caída de tensión y la posibilidad de saltos de fase en los nodos es menor y su recuperación es más rápida. Una red con bajo nivel de fortaleza será susceptible a deformaciones de la forma de onda, que podrían ocasionar problemas de calidad de potencia en condición normal o frente a perturbaciones.

Las métricas SCR (CSCR, SCRIF y WSCR) son un conjunto de indicadores que dan cuenta de la fortaleza de red para los nodos en los que se conectarán recursos de generación basados en inversores y para las zonas en las que se conectarán plantas en diferentes puntos, pero cercanas eléctricamente a partir de relación existente entre la capacidad de potencia de los recursos de generación basados en inversores (MW), la condición de la red, y los recursos con aportes de cortocircuito. Las métricas SCR no son valores fijos ya que se calculan para una condición particular de la red a partir de su topología, recursos en línea con aporte de cortocircuito y magnitud en MW inyectados por recursos FERN.

La métrica SCR indica la fortaleza de red en el nodo de conexión; la métrica SCRIF del nodo de conexión y la interacción con otros inversores cercanos eléctricamente. La métrica WSCR es un valor ponderado de la fortaleza de red de la subárea. En la **Tabla 316** se presentan los umbrales considerados en el análisis para las métricas de fortaleza de red SCR.

Tabla 3-16. Límites de fortaleza de red considerados

Índice:	Método de cálculo	Límite	Recomendación a los promotores
SCRIF		1.5	Entre 1.5 y 5
SCR y CSCR		3	Entre 3 y 5
WSCR		1.5	Entre 1.5 y 5

Validar con estudio de detalle (EMT) la operación estable de la planta ante la condición esperada de red.

Fuente: Elaboración XM

Donde:

- : Potencia de cortocircuito en el nodo i.
- : Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo i.
- : Potencia activa de la planta IBR en la barra j asociada al factor de interacción .
- : Cambio en el voltaje del bus) por un cambio en el voltaje del bus).

Las consideraciones para el cálculo de las métricas fueron las siguientes:

- Cálculo de cortocircuito por el método completo.
- Red esperada para cada año de análisis.
- Para cada área y año de análisis, se utilizó un escenario de generación síncrona uniforme. Esto permite resaltar el impacto de la incorporación de FERNC y los proyectos de transmisión.
- El valor presentado para las métricas SCR es el menor encontrado ante indisponibilidad N-1.

Los resultados del análisis de la fortaleza de la red utilizando métricas SCR permiten identificar a partir de qué año, en qué condiciones de la red y con qué nivel de penetración de FERNC (en MW) se presentarán en nodos del SIN métricas SCR (SCR, SCRIF, WSCR) inferiores a los umbrales referenciados internacionalmente. Esta información permite determinar, según la proyección de proyectos (FPO), a partir de qué año será necesario implementar equipos con capacidad para aportar corriente de cortocircuito asegurando así la operación confiable de los recursos FERNC, sin limitar su inyección de MW ni requerir la programación de recursos síncronos para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad en la operación del sistema.

3.3.3.1 Métrica SCRIF

En la **Figura 39** se presentan los resultados obtenidos para los nodos de conexión de FERNC del SIN con valor de SCRIF menor a 1,5. Los resultados indican que, bajo un mismo escenario de generación síncrona, el incremento progresivo de los recursos de generación FERNC, incluso con el refuerzo proporcionado por los proyectos de transmisión, provoca una disminución constante en el índice SCRIF.

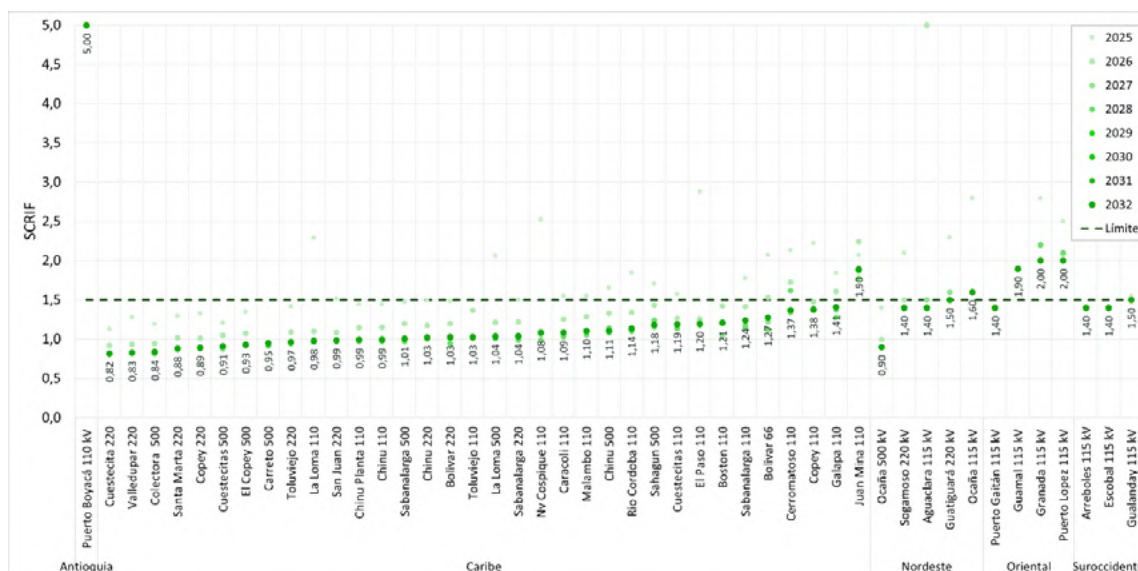


Figura 3-9. Nodos del SIN con índice SCRIF inferior a 1,5

Fuente: Elaboración XM

3.3.3.2 Métrica CSCR

En la **Figura 3-10** se presentan los nodos del SIN que exhibieron menor valor de CSCR en el horizonte de estudio.

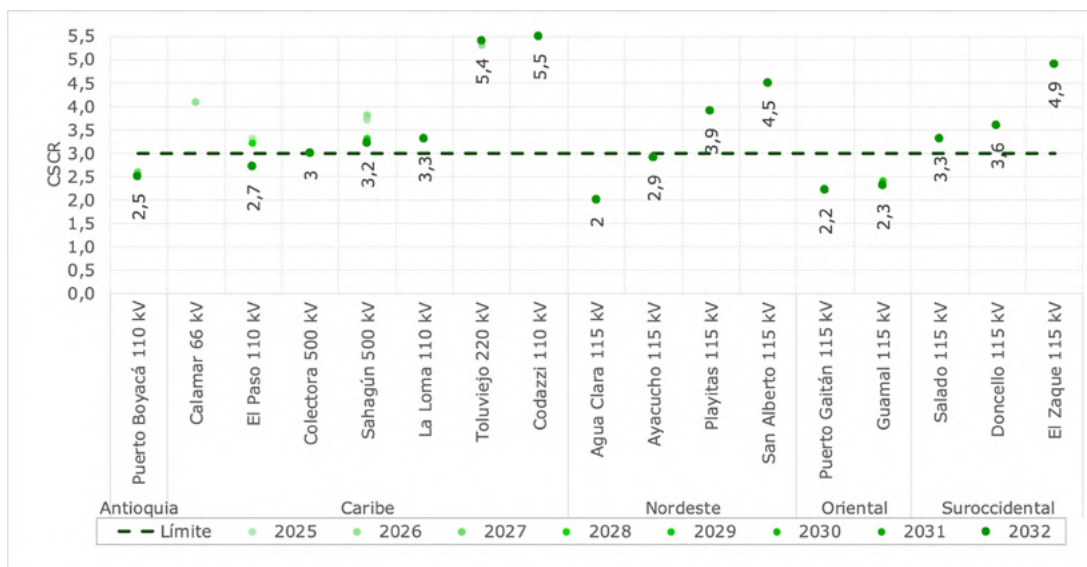


Figura 3-10. Menores SCR / CSCR identificados en nodos del SIN

Fuente: Elaboración XM

3.3.3.3 Métrica WSCR

En la **Figura 3-11** se presentan los valores más bajos de WSCR encontrados para las diferentes subáreas y zonas de influencia eléctrica del SIN.

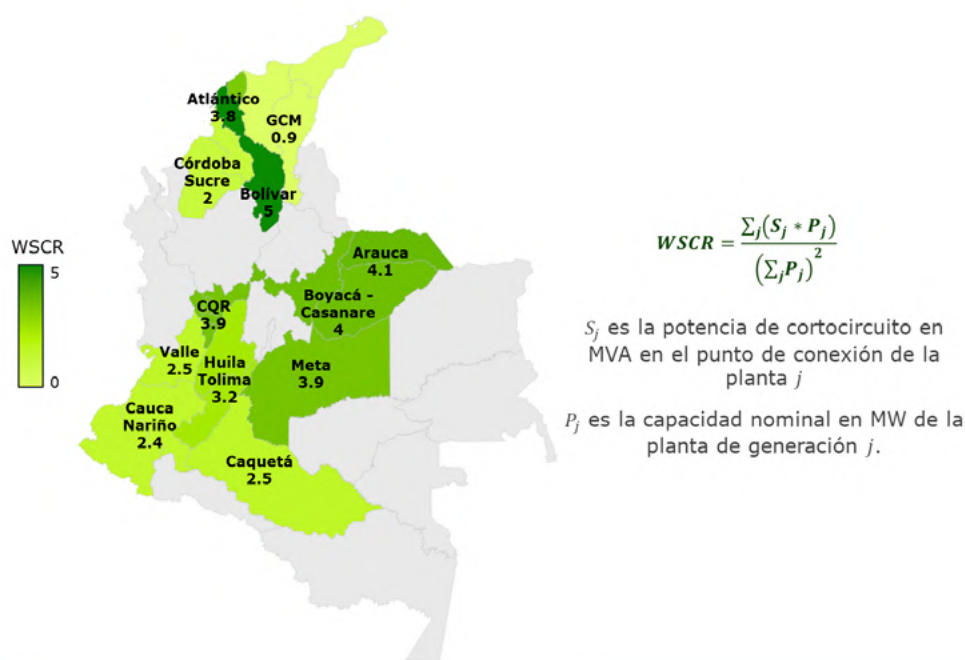


Figura 3-11. Menores WSCR en subáreas del SIN para la condición de red esperada a 2030

Fuente: Elaboración XM

3.4 Nuevos retos asociados a la matriz energética

La incorporación de fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano ofrece grandes beneficios, no obstante, la variabilidad e incertidumbre inherente a estas energías, especialmente la solar fotovoltaica y eólica, plantea nuevos desafíos operativos para los países que buscan la neutralidad de carbono. Entre los desafíos se encuentran:

3.4.1 Ampliación de la capacidad de transporte

En algunas zonas del país, por la disponibilidad de recursos naturales, se requiere desarrollar la infraestructura de red necesaria para evacuar la generación disponible y transportarla de forma segura a los centros de consumo. Lo anterior, implica, construir nueva infraestructura de red que permita en algunos casos duplicar esta capacidad de transporte actual (como en el caso del área caribe). Teniendo en cuenta las problemáticas evidenciadas en el desarrollo de infraestructura lineal, la utilización de nuevas tecnologías como las redes HVDC se hace necesaria, dado sus mayores capacidades de transmisión de potencia y la posibilidad de movilizar de forma eficiente y segura grandes bloques de energía a través del SIN.

3.4.2 Disminución de aportes de cortocircuito

Ante el desplazamiento natural de los recursos síncronos, especialmente de los térmicos, se presentan escenarios operativos con menor aporte efectivo de cortocircuito y en consecuencia una disminución de la fortaleza de red.

A menor fortaleza de red (red débil), mayor susceptibilidad a inestabilidad por tensión y a la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR), así mismos, mayores son los riesgos de desconexiones masivas de generación basada en inversores y de demanda.

Paradójicamente, los recursos FERNC para mantener una operación estable de sus controladores requieren de un nivel mínimo de fortaleza de red, el cual debe ser garantizado por el sistema o aportado por equipos que suplan las necesidades de estabilidad de las nuevas plantas que se integran.

3.4.3 Disminución de inercia y balance generación-demanda

Garantizar niveles apropiados de inercia, reserva rodante y AGC que posibiliten cumplir con los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad durante los periodos de mayor dinamismo de los recursos solares (MW/min) o frente a contingencias en elementos de la red; en particular en elementos de la red a 500 kV, ya que en este nivel de tensión se conectarán los recursos FERNC con mayor capacidad (MW).

3.4.4 Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva

La incorporación de los proyectos de transmisión y generación genera nuevos escenarios operativos, caracterizados por un mayor intercambio de potencia entre áreas y un consecuente aumento en la demanda de potencia reactiva para el soporte y control de tensión en nodos del SIN. Así mismos la distribución de los nuevos generadores que se integran y su mayor granularidad, sumado a la intermitencia de estos, lleva a nuevas dinámicas de control que deben ser abordadas con la introducción de equipos dinámicos de control de tensión, los cuales son escasos a nivel nacional, y la implementación de estrategias automáticas de control de tensión que requieren inversiones importantes para ser desplegadas.

3.4.5 Generación basada en inversores en redes del SDL

Desafíos operativos y regulatorios para la integración efectiva de recursos energéticos distribuidos, incluyendo generación solar fotovoltaica, eólica, microturbinas, cogeneración y sistemas de almace-

namiento con baterías, entre otros. Entre los desafíos están el cumplimiento de requisitos técnicos, la coordinación operativa a nivel de los SDL's, los ajustes a los criterios de diseño del EDAC, regulación de frecuencia, control restricciones que puedan ser sensibles a los MW DER.

3.4.6 Inercia y respuesta en frecuencia

La inercia es una propiedad de cualquier objeto en movimiento que tiende a mantener su estado de movimiento. En el contexto de las máquinas rotantes, la inercia se manifiesta como una resistencia a los cambios bruscos en la velocidad, lo que proporciona estabilidad al sistema eléctrico durante desequilibrios entre generación y demanda. Una mayor inercia resulta en una tasa de cambio de frecuencia (ROCOF¹, por sus siglas en inglés) más lenta y por tanto un NADIR (punto más bajo de frecuencia) menos crítico durante contingencias, al brindar tiempo a los sistemas de regulación de frecuencia para realizar aportes y restablecer el balance, lo que ofrece mayor robustez en la estabilidad del sistema de potencia.

Dado que la inercia es un atributo inherente de las máquinas síncronas, no puede ajustarse ni activarse de manera dinámica; depende exclusivamente del estado de operación de los generadores síncronos (en línea o fuera de línea). Por lo tanto, la inercia del sistema es proporcionada por los generadores síncronos que están activos en un momento dado. Cabe destacar que las unidades de generación térmica, debido a sus características constructivas y velocidad de giro, aportan mayor inercia en comparación con los recursos hidráulicos de igual capacidad. Además, el despacho síncrono incluye plantas no despachadas centralmente, que pueden representar hasta el 30% de la inercia total disponible.

Con el incremento de la participación de la generación renovable (eólica y solar) en la cobertura de la demanda, se ha observado una reducción en los niveles de inercia y en la constante de regulación combinada del sistema (BIAS). Esto podría dar lugar a escenarios en los que, debido al dinamismo del sistema o a contingencias en elementos de transmisión o generación, se presenten fluctuaciones de frecuencia fuera de los rangos de calidad, especialmente en periodos de alta penetración de generación renovable. Estas fluctuaciones podrían incrementar el ROCOF y reducir la efectividad de la respuesta primaria del sistema, provocando incursiones más profundas en la frecuencia (menores valores de NADIR). Como resultado, podría ser necesario despachar unidades adicionales de generación síncrona por seguridad y/o limitar la generación de plantas basadas en inversores para asegurar niveles adecuados de inercia y reserva primaria, garantizando así una contención efectiva de los desbalances carga-generación.

3.4.7 Sistemas de protección frente a fallas

Para la conexión masiva de sistemas de generación basadas en inversores se requiere que los sistemas de protección principal y respaldo despejen las fallas en el tiempo mínimo de operación de los relés, reduciendo de esta forma los huecos de tensión originados durante fallas y previniendo la desconexión masiva de generadores y cargas. Para esto es necesario contar con dispositivos de protección selectivos, redundantes y rápidos para detectar y despejar fallas oportunamente en los sistemas del STN, STR y SDL, minimizando así la afectación a la demanda y la generación.

3.4.8 Resiliencia de la red frente a mantenimientos y fallas de baja probabilidad de ocurrencia.

La transición energética trae consigo nuevos participantes en los sistemas energéticos, tanto en la demanda a través de la electrificación de procesos de industria y transporte, y un consumidor más dinámico e informado, como en la generación a través de nuevas tecnologías de generación, control y almacenamiento. Todos estos nuevos actores, distribuidos en diferentes condiciones geográficas, climáticas, sociales y tecnológicas diferentes, incrementan la vulnerabilidad del sistema ante eventos. Se debe empezar a incorporar en el desarrollo de los planes de expansión, criterios de resiliencia frente a eventos de poca probabilidad de ocurrencia y alto impacto, como los son mantenimientos en la infraestructura, fallas en subestaciones, cruces de línea y otros que puedan comprometer la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.

4 OPTIMIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

4.1 Refuerzos de nuevas líneas en infraestructura de doble circuito

Teniendo en cuenta que los trámites relacionados con temas de gestión predial, social, y permisos ambientales de los proyectos de expansión de infraestructura eléctrica (especialmente líneas de transmisión) pueden llegar a tomar tiempos bastante significativos, lo que normalmente deriva en retrasos en la ejecución de los mismos (que pueden ser de meses o incluso años), el aprovechar los brazos disponibles de la infraestructura existente de las líneas de transmisión trae numerosas ventajas, entre las que se destaca que dichos corredores ya tienen estos trámites resueltos total o parcialmente, lo cual significa un ahorro de tiempo considerable para su ejecución y puesta en operación.

Por esta razón, la UPME solicitó a los diferentes transportadores y operadores de red del Sistema Interconectado Nacional, información acerca de las líneas de transmisión que forman parte del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR) cuya infraestructura de soporte cuenta con brazos libres, esto con el propósito de evaluar los beneficios que traería instalar un segundo circuito en algunas de las líneas que ya están en operación o están en construcción, con el fin de solucionar algunas problemáticas en el sistema que ya existen o restricciones que se van a materializar en un horizonte de corto y mediano plazo, así como mejorar la confiabilidad y resiliencia de la red frente a condiciones de red degradada.

4.1.1 Obras candidatas

4.1.1.1 RNL2C – 001. Tramo de Línea Urabá – Montería 220 kV

Nombre de la obra	TRAMO DE LÍNEA URABÁ - MONTERÍA 220 KV
Código de la Obra	RNL2C - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Urabá 220 kV y Montería 220 kV, e instalar una segunda nueva línea Urabá - Montería 220 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo existente que hay entre ambas subestaciones para el tendido de un segundo circuito, el tiempo estimado es de 57 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en la subárea de Córdoba-Sucre al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Urabá - Montería 220 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Urabá 220 kV en 329 MW aproximadamente y Montería 220 kV en 155 MW aproximadamente.

Control de tensión	Únicamente en un análisis a corto plazo la entrada de la línea mejora los perfiles de tensión ante contingencia N-1 de las subestaciones Urabá 110 kV en 0.06 pu, Urabá 220 kV en 0.06 pu, Urra 110 kV en 0.01 pu, Apartado 110 kV en 0.05 pu, Nueva Colonia 110 kV en 0.06 pu, Río Sinú 110 kV en 0.03 pu, Chinú 220 kV en 0.01 pu, Montería 220 kV en 0.04 y Montería 110 kV en 0.3 pu.
Fortaleza de red	Aumenta el nivel de cortocircuito de las subestaciones Montería 220 kV en 0.67 kA y Urabá 220 kV en 1.20 kA de la subárea de Córdoba-Sucre, al enmallar y reforzar con un segundo circuito Urabá - Montería 220 kV.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que la entrada de la obra puede aumentar la capacidad de generación no convencional hasta en 329 MW en la subárea de Córdoba-Sucre y disminuir así la generación térmica que produce más agentes contaminantes y que para esta subárea representa un gran porcentaje de su generación total en la actualidad.

4.1.1.2 RNL2C – 002. Tramo de Línea Montería – Chinú 220kV

Nombre de la obra	Tramo de línea Montería - Chinú 220 kV
Código de la Obra	RNL2C - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente entre las subestaciones Montería 220 kV y Chinú 220 kV, para la instalación de un segundo circuito Montería - Chinú 220 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para el tendido de un circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 28 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en la subárea de Córdoba-Sucre al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Montería – Chinú 220 kV. Mejora la confiabilidad en red completa y frente a mantenimientos de la red en la subárea de Córdoba-Sucre.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Montería 220 kV en 387 MW aproximadamente y Chinú 220 kV en 105 MW aproximadamente.
Control de tensión	Únicamente en un análisis a corto plazo la entrada de la línea mejora los perfiles de tensión ante contingencia N-1 de las subestaciones Urabá 110 kV en 0.03 pu, Urabá 220 kV en 0.03 pu, Urra 110 kV en 0.02 pu, Apartado 110 kV en 0.03 pu, Nueva Colonia 110 kV en 0.03 pu, Río Sinú 110 kV en 0.04 pu, Chinú 220 kV en 0.01 pu, Nueva Montería 110 kV en 0.04 pu, Montería 220 kV en 0.05 y Montería 110 kV en 0.5 pu.

Fortaleza de red	Aumenta la capacidad de cortocircuito de las subestaciones Montería 220 kV en 2.52 kA y Chinú 220 kV en 0.61 kA de la subárea de Córdoba-Sucre, al enmallar y reforzar con un segundo circuito Montería - Chinú 220 kV.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que la entrada de la obra puede aumentar la capacidad de generación no convencional hasta en 387 MW en la subárea de Córdoba-Sucre y disminuir así la generación térmica que produce más agentes contaminantes y que para esta subárea representa un gran porcentaje de su generación total en la actualidad.

4.1.1.3 RNL2C – 003. Segunda Línea Bolívar - Tolviejo 220 kV

Nombre de la obra	Segunda línea Bolívar - Tolviejo 220 kV
Código de la Obra	RNL2C - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Bolívar 220 kV y Tolviejo 220 kV, e instalar una segunda nueva línea Bolívar - Tolviejo 220 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para la instalación de un nuevo circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 50 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Bolívar - Tolviejo 220 kV. Mejora la confiabilidad en red completa y frente a mantenimientos de la red en las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Bolívar 220 kV en 640 MW aproximadamente y de Tolviejo 220 kV en 287 MW aproximadamente.
Fortaleza de red	Aumenta la capacidad de cortocircuito de las subestaciones Bolívar 220 kV en 1.43 kA y Tolviejo 220 kV en 3.18 kA de las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre, al interconectar y reforzar ambas subáreas con un nuevo segundo circuito Tolviejo - Bolívar 220 kV.
Límites de importación del área	Con el corredor completo Bolívar - Tolviejo - Chinú 220 kV se logra aumentar la capacidad de transporte de energía entre las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre en aproximadamente 181 MW.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que la entrada de la obra puede aumentar la capacidad de generación no convencional hasta en 640 MW en las subáreas de Córdoba-Sucre y Bolívar, y disminuir así la generación térmica que produce más agentes contaminantes y que para esta subárea representa un gran porcentaje de su generación total en la actualidad.

4.1.1.4 RNL2C – 004. Segunda Línea Chinú - Toluviejo 220 kV

Nombre de la obra	Segunda línea Chinú - Toluviejo 220 kV
Código de la Obra	RNL2C - 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente entre las subestaciones Chinú 220 kV y Toluviejo 220 kV, y tender un nuevo circuito Chinú - Toluviejo 220 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 18 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Chinú – Toluviejo 220 kV. Mejora la confiabilidad en red completa y frente a mantenimientos de la red en las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Chinú 220 kV en 107 MW aproximadamente y Toluviejo 220 kV en 310 MW aproximadamente.
Fortaleza de red	Aumenta el nivel de cortocircuito de las subestaciones Chinú 220 kV en 1.15 kA y Toluviejo 220 kV en 2.61 kA de las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre, al interconectar y reforzar ambas subáreas con un nuevo segundo circuito Chinú - Toluviejo 220 kV.
Límites de importación del área	Con el corredor completo Bolívar - Toluviejo - Chinú 220 kV se logra aumentar la capacidad de transporte de energía entre las subáreas de Bolívar y Córdoba-Sucre en aproximadamente 181 MW.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que la entrada de la obra puede aumentar la capacidad de generación no convencional hasta en 310 MW en las subáreas de Córdoba-Sucre y Bolívar, y disminuir así la generación térmica que produce más agentes contaminantes y que para esta subárea representa un gran porcentaje de su generación total en la actualidad.

4.1.1.5 RNL2C – 005. Segunda Línea Riohacha - 220 Maicao 110 kV

Nombre de la obra	Segunda línea Riohacha - Maicao 110 kV
Código de la Obra	RNL2C - 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente para circuito entre las subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV, y tender un nuevo circuito Riohacha - Maicao 110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 32 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en la subárea de GCM al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Riohacha – Maicao 110 kV. Mejora la confiabilidad en red completa y frente a mantenimientos de la red en las subáreas de la Guajira.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Riohacha 110 kV en 27 MW aproximadamente y Maicao 110 kV en 38 MW aproximadamente.
Fortaleza de red	Aumenta el nivel de cortocircuito de las subestaciones Riohacha 110 kV en 0.79 kA y Maicao 110 kV en 0.63 kA de la subárea de GCM, al enmallar y reforzar con un segundo circuito Riohacha - Maicao 110 kV.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que la entrada de la obra puede aumentar la capacidad de generación no convencional hasta en 38 MW en la subárea de GCM, y disminuir así la generación térmica que produce más agentes contaminantes y que para esta subárea representa un gran porcentaje de su generación total en la actualidad.

4.1.1.6 RNL2C – 006. Segunda Tramo Sogamoso La Loma 500 kV

Nombre de la obra	Segundo Tramo Sogamoso La Loma 500 kV
Código de la Obra	RNL2C - 006
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente para un circuito entre las subestaciones Sogamoso 500 kV y La Loma 500 kV, y tender un segundo circuito Sogamoso - La Loma 500 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 108 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	En el mediano plazo, en el escenario de alta generación en GCM, baja generación en las sub-áreas Nordeste, Bolívar y Atlántico y demanda media, se presentan cargabilidades superiores al 120% en los dos transformadores de Ocaña 500/230 kV ante la contingencia del otro, estas sobrecargas disminuyen en un 16% con la entrada de la segunda línea Sogamoso – La Loma 500 kV. En el corto plazo, bajo este mismo escenario, la obra disminuye levemente (1.2%) las sobrecargas en los transformadores de San Mateo 220/115 kV ante la contingencia del otro transformador.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en las subáreas de GCM y Santander al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente Sogamoso - La Loma 500 kV

Control de tensión	En el corto plazo, en el escenario de alta generación en GCM, baja generación en las sub-áreas Nordeste, Bolívar y Atlántico y demanda media, la obra mejora levemente (0.01 p.u) las sub-tensiones que se ven en las subestaciones El Banco 110 kV, Codazzi 110 kV, Maicao 110 kV, San Silvestre 115 kV ante contingencias sencillas. En el mediano plazo y bajo el mismo escenario de simulación , la obra mejora de manera considerable (más de 0.05 p.u) las sub-tensiones en las subestaciones Drummond 1 110 kV, El Copey 500 kV, Gaira 110 kV, Fundación 110 kV, Guacamayal 110 kV, La Loma 110 kV, La Loma 500 kV, Libertad 110 kV, Ocaña 220 kV, Ocaña 500 kV, San Alberto 115 kV y de manera moderada (de 0.01 a 0.049 p.u) las sub-tensiones en las subestaciones Buena Vista 115 kV, Bureche 110 kV, Cabrera 115 kV, Manzanares 110 kV, Sabana de Torres 115 kV, Sogamoso 500 kV.
Límites de importación del área	Aumenta los límites de importación del área Caribe.

4.1.1.7 RNL2C – 007. Segundo Tramo La Ceja - Sonsón 110 kV

Nombre de la obra	Segundo Tramo La Ceja - Sonsón 110 kV
Código de la Obra	RNL2C - 007
Proyecto propuesto- ALCANCE	Contempla utilizar el brazo libre existente para un circuito entre las subestaciones La Ceja 110 kV y Sonsón 110 kV, y tender un nuevo circuito entre La Ceja 110 kV y Sonsón 110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Gracias al brazo libre existente para circuito que hay entre ambas subestaciones el tiempo estimado es de 21 semanas. El tiempo indicado deberá ser validado en una etapa de ingeniería de detalle.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en la subárea de Antioquia al contar con un segundo circuito ante la contingencia de la línea existente La Ceja 110 kV y Sonsón 110 kV

4.2 Repotenciación de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS)

En el contexto actual del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se han identificado varios circuitos que están cerca de alcanzar su capacidad máxima de transporte. En algunos casos, la invasión de las áreas de servidumbre añade riesgos significativos para la seguridad de las personas. Cuando se opta por el uso de conductores tradicionales, incrementar la capacidad de transporte resulta técnicamente complejo y costoso, ya que requiere intervenir en su totalidad las servidumbres existentes.

Ante esta situación, se ha considerado el uso de conductores de alta temperatura y baja flecha (HTLS, por sus siglas en inglés). Esta tecnología, ya madura, ha sido implementada en algunos proyectos de repotenciación de líneas en Colombia. Gracias a sus características constructivas, los conductores HTLS permiten aumentar la capacidad de transporte manteniendo una sección transversal similar a la de los cables convencionales. Además, su diseño utiliza materiales más ligeros, lo que reduce el peso total del conductor. Estas propiedades posibilitan un incremento de hasta el 50% en la capacidad de transporte, así como disminución de costos asociados a las modificaciones de servidumbres, ya que aprovechan al máximo las áreas existentes.

Adicionalmente, los conductores HTLS mejoran la seguridad operativa del sistema al reducir la deformación térmica provocada por altas temperaturas de operación. Esto permite abordar problemas como la invasión de servidumbres. Asimismo, su capacidad para operar a temperaturas elevadas sin pérdida significativa de propiedades mecánicas o eléctricas incrementa el margen de sobrecarga segura tolerable, proporcionando mayor flexibilidad en la operación del sistema bajo condiciones de red degradada.

4.2.1 Obras Candidatas

Considerando los beneficios de los conductores de alta temperatura y pequeña flecha, a continuación, se presenta un análisis cualitativo de tres obras candidatas implementando repotenciaciones con conductores ACCC.

4.2.1.1 HTLS – 001. Refuerzo Bolívar STR 66 kV

Nombre de la obra	Refuerzo Bolívar STR 66 kV
Código de la Obra	HTLS - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	Repotenciación de los circuitos de 66 kV de la Subárea Bolívar por medio de cables de alta capacidad aéreos y sub-marinos: - Ternera – Gambote - Bosque – Chambacú - Cartagena – Zaragocilla - Ternera – Zaragocilla - La Marina -Cartagena - Chambacú – La Marina (Se considera análisis con conductores HTLS de 230 mm²)
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando el uso de servidumbres existentes, no se requieren licencias ambientales. El tiempo de ejecución estimado es de 18 meses.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Se eliminan las sobrecargas de los enlaces a 66 kV de Cartagena. Aumento de la capacidad en emergencia que elimina la necesidad de Esquemas Suplementarios de Protección.
Mejoramiento de confiabilidad	-Aumento de las capacidades de transporte en condiciones de emergencia. -Los materiales de los conductores presentan menor fatiga debido a su alta tolerancia al estrés térmico, reduciendo los mantenimientos. -Se eliminan sobrecargas en red degradada y DNA por mantenimientos.
Aumento de capacidad de transporte	Repotenciación de los enlaces a 66 kV de la subestación Cartagena. Aumento del 30% de la capacidad de conducción.
Reducción de DNA	Al reducir la sobrecarga en red completa y aumentar la capacidad de transporte de emergencia, se evita la desconexión de cargas para la operación segura del sistema.
Reducción de pérdidas	El material de los conductores minimiza las pérdidas al ser utilizados conductores de alta eficiencia

4.2.1.2 HTLS – 002. Refuerzo Cauca – Nariño STR 115 kV

Nombre de la obra	Refuerzo Cauca - Nariño STR 115 kV
Código de la Obra	HTLS - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Repotenciación de los circuitos 115 kV de la subárea Cauca - Nariño por medio de conductores de alta temperatura y pequeña flecha: - Jamondino – Catambuco - Jamondino – Pasto - Pasto - Catambuco (Se considera análisis con conductores HTLS de 308 mm²) Se plantea también la alternativa de construir un corredor paralelo.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando el uso de servidumbres existentes, no se requieren licencias ambientales. El tiempo de ejecución estimado es de 1 año.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Eliminación de las sobrecargas de los circuitos asociados al corredor Jamondino – Catambuco – Pasto, inclusive en condiciones de N-1.
Mejoramiento de confiabilidad	-Aumento de las capacidades de transporte en condiciones de emergencia. -Los materiales de los conductores presentan menor fatiga debido a su alta tolerancia al estrés térmico, reduciendo los mantenimientos. Se evita la posible operación de las protecciones de sobrecarga ante escenarios de importación, en los cuales se sobrecargan las líneas Jamondino-Pasto 115 kV y Jamondino Catambuco 115 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Repotenciación de los circuitos, que aumenta la capacidad de transporte.
Control de tensión	Para la alternativa de construcción de un corredor paralelo Jamondino - Pasto - Catambuco 115 kV, permite mejorar los perfiles de tensión de las subestaciones del área de impacto en red completa y evita la desconexión de las mismas ante la salida de la línea alimentadora en escenarios de contingencia N-1.
Reducción de DNA	Al reducir la sobrecarga en red completa y aumentar la capacidad de transporte de emergencia, se evita la desconexión de cargas para la operación segura del sistema.
Reducción de pérdidas	El material de los conductores minimiza las pérdidas al ser utilizados conductores de alta eficiencia.

4.2.1.3 HTLS – 003. Refuerzo Meta STR 115 kV

Nombre de la obra	Refuerzo Meta STR 115 kV
Código de la Obra	HTLS - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	Repotenciación de los circuitos 115 kV de la subárea Meta: -Ocoa – Santa Helena 1 - Barzal – Ocoa - Ocoa – Guamal - Guamal – Granada (Se considera análisis con conductores HTLS de 308 mm²)
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando el uso de servidumbres existentes, no se requieren licencias ambientales. El tiempo de ejecución estimado es de 22 meses.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Se eliminan restricciones ante contingencia que genera la sobrecarga de los circuitos de la subestación Ocoa 115 kV.
Mejoramiento de confiabilidad	-Aumento de las capacidades de transporte en condiciones de emergencia. -Los materiales de los conductores presentan menor fatiga debido a su alta tolerancia al estrés térmico, reduciendo los mantenimientos.
Aumento de capacidad de transporte	Repotenciación de los circuitos, que aumenta la capacidad de transporte hasta un 30 % adicional.
Reducción de DNA	Al reducir la sobrecarga en red completa y aumentar la capacidad de transporte de emergencia, se evita la desconexión de cargas para la operación segura del sistema.
Reducción de pérdidas	El material de los conductores minimiza las pérdidas al ser utilizados conductores de alta eficiencia.
Reducción de reservas del sistema	Se eliminan restricciones ante contingencia que genera la sobrecarga de los circuitos de la subestación Ocoa 115 kV.

4.3 Reconfiguraciones de subestaciones

En la red de transmisión se han identificado configuraciones de subestaciones que pueden presentar bajos niveles de confiabilidad y resiliencia, generando restricciones, cortes de demanda durante mantenimientos, dificultades para nuevas conexiones de generación y/o carga. Además, estos desafíos se agravan en situaciones que implican la salida de equipos con niveles superiores a N-1. Por lo tanto, el análisis de resiliencia de la red sugiere la reconfiguración de estas subestaciones, con el fin de proporcionarles una mayor flexibilidad operativa. En la siguiente tabla se detallan los alcances de las reconfiguraciones, así como sus beneficios y FPOs esperadas.

4.3.1 Obras Candidatas

4.3.1.1 RS – 001. Reconfiguración Subestación Fundación 220 kV

Nombre de la obra	Reconfiguración Subestación Fundación 220 kV
Código de la Obra	RS - 001

Proyecto propuesto- ALCANCE	Reconfigurar la subestación Fundación 220 kV de Anillo a Interruptor y medio. Se instalarán siete (7) equipos avanzados con tecnología híbrida para sistemas de alta tensión (AIS-GIS), que integra múltiples componentes, como interruptores, seccionadores y transformadores de corriente en un módulo compacto. Adicionalmente, la reconfiguración de la subestación incluirá doble protección diferencial de barras.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La obra de reconfiguración se ejecuta en un período estimado de 3 años desde 2028 hasta 2030, siendo 2030 la Fecha de Puesta en Operación propuesta inicialmente.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	La nueva configuración elimina racionamientos preventivos durante mantenimientos, lo que implica una energía no suministrada evitada estimada del orden de los 800 MW. Además, aumenta la fiabilidad y seguridad eléctrica, e incrementa la flexibilidad operativa que viabiliza ampliaciones y nuevas conexiones de generación y/o demanda.

4.3.1.2 RS – 002. Reconfiguración Subestación Valledupar 220 kV

Nombre de la obra	Reconfiguración Subestación Valledupar 220 kV
Código de la Obra	RS - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Reconfigurar la subestación Valledupar 220 kV de Anillo a Interruptor y medio, mediante la inclusión de nuevos interruptores híbridos, cables de potencia para la conformación de barras, además se instalarán doble protección diferencial por barra.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La obra de reconfiguración se ejecuta en un período estimado de 3 años desde 2031 hasta 2033, siendo 2033 la Fecha de Puesta en Operación.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	La nueva configuración elimina racionamientos preventivos durante mantenimientos, lo que implica una energía no suministrada evitada estimada del orden de los 380 MW. Además, aumenta la fiabilidad y seguridad eléctrica e incrementa la flexibilidad operativa que viabiliza ampliaciones y nuevas conexiones de generación y/o demanda.

4.3.1.3 RS – 003. Reconfiguración Subestación Copey 220 kV

Nombre de la obra	Reconfiguración Subestación Copey 220 kV
Código de la Obra	RS - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	Reconfigurar la subestación Copey 220 kV de Barra principal más transferencia a Interruptor y medio. El proyecto incluye la instalación de nuevos módulos GIS Intemperie para completar diámetros, así como doble protección diferencial por barra.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La obra de reconfiguración se ejecuta en un período estimado de 3 años desde 2028 hasta 2030, siendo 2030 la Fecha de Puesta en Operación.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	La nueva configuración elimina racionamientos preventivos durante mantenimientos, lo que implica una energía no suministrada evitada estimada del orden de los 1000 MW. Además, aumenta la fiabilidad y seguridad eléctrica e incrementa la flexibilidad operativa que viabiliza ampliaciones y nuevas conexiones de generación y/o demanda.

4.3.1.4 RS – 004. Reconfiguración Subestación Ternera 220 kV

Nombre de la obra	Reconfiguración Subestación Ternera 220 kV
Código de la Obra	RS - 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	Reconfigurar la topología de la subestación Ternera 220 kV de Anillo a Interruptor y medio, mediante la inclusión de nuevos interruptores, cables de potencia para la conformación de barras y la instalación de doble protección diferencial por barra.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La obra de reconfiguración se ejecuta en un período estimado de 3 años desde 2031 hasta 2033, siendo 2033 la Fecha de Puesta en Operación.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	La nueva configuración elimina racionamientos preventivos durante mantenimientos, lo que implica una energía no suministrada evitada estimada del orden de los 50 MW. Además, aumenta la fiabilidad y seguridad eléctrica e incrementa la flexibilidad operativa que viabiliza ampliaciones y nuevas conexiones de generación y/o demanda.

4.4 Obras de expansión o de corto circuito

Garantizar la expansión de forma armónica entre la generación y la transmisión requiere un fortalecimiento del SIN en términos de disponer de capacidades suficientes de interrupción en sus subestaciones. Lo anterior, a fin de atender de manera apropiada el consecuente incremento en los niveles de cortocircuito, sin poner en riesgo la seguridad del sistema.

Observado el agotamiento de la capacidad en algunas subestaciones, la UPME en compañía de XM y el CNO realizaron mesas técnicas en las que se evidenció la necesidad de soluciones estructurales técnica y económicamente factibles¹. En consecuencia, la UPME contrató una consultoría² con el objetivo de estudiar soluciones, incluyendo la evaluación de alternativas tecnológicas, modificaciones de la infraestructura existente, así como estrategias de repotenciación, con alcance a subestaciones del STN y STR que muestran agotamiento en la capacidad de interrupción.

La metodología de evaluación partió de la validación inicial respecto de la identificación y priorización de subestaciones con agotamiento en su capacidad de interrupción de cortocircuito³, para continuar con la evaluación de alternativas planteadas para la mitigación o control de tal agotamiento en cada subestación, sin incluir la repotenciación completa (Reposición de equipos). Luego, se siguieron secuencias de evaluaciones individuales y combinaciones de alternativas (Casos), para seleccionar finalmente las que conforman los casos que cumplan con los criterios de viabilidad económica y técnica, además de mostrar el comportamiento más adecuado del sistema.

1 Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Informe de evaluación. Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito,» 2024.

2 Contrato CO1.PCCNTR.6662426 - HMV Ingenieros Ltda.

3 HMV Ingenieros Ltda, «Documento 3915-00-EL-ST-001. Entregable 1: Diagnóstico y Priorización de Subestaciones con Agotamiento de Capacidad de Interrupción por Cortocircuito,» 2024.

Como criterios en la realización de la metodología de evaluación se emplearon los siguientes:

- Selección del tipo de solución acorde con el tipo de falla de mayor impacto o prevalencia.
- Validación de eficacia de las soluciones mediante simulaciones de cortocircuito empleando el programa DigSilent – Power Factory, bajo la norma IEC 60909.
- Identificación inicial de soluciones individuales para reducir niveles a límites permitidos.
- Búsqueda de reducción de costos en los tiempos de intervención.
- Priorización de opciones constructivas de menor a mayor complejidad.
- Viabilidad económica encontrada a partir de identificación y selección de alternativas, para cada subestación, mediante iteraciones entre evaluaciones técnicas y económicas.
- Utilización de combinación de soluciones (o superposición) de varias alternativas, bien en la misma subestación o en otras subestaciones, si soluciones individuales no son suficientes para reducir niveles de cortocircuito.
- Evaluación del impacto de alternativa (o combinación de alternativas) en la subestación y área de influencia mediante simulaciones y análisis de sensibilidad en red completa y contingencia simple (N-1)
- Evaluación económica considera los costos de inversión de la alternativa (CI) y de repotenciación de la subestación (CRP), con base en las UC dispuestas en las resoluciones CREG 011 de 2009 y 015 de 2018, así como de información del consultor sobre proyectos similares. El beneficio de implementación de la alternativa se cuantifica como el ahorro resultante al evitar la repotenciación de la subestación, como la diferencia de los costos antes indicados. Así la alternativa es viable económicamente cuando el ahorro neto es positivo ($CRP - CI > 0$).

Los tipos de soluciones estructurales consideradas corresponden con las siguientes:

- **Maniobras operativas.** Aplicable para subestaciones con configuración de doble barra. Consiste en distribuir los circuitos en las barras o independizarlos, con desventaja de pérdida de flexibilidad y confiabilidad.
- **Seccionamiento (Segmentación) de barras.** Consiste en seccionar barrajes mediante instalación bahías, y la distribución de bahías para dividir aportes entre secciones resultantes. Requiere estudios para definir viabilidad física. No se encontró viable su utilización por posible afectación del desempeño eléctrico del área.
- **Instalación de reactores serie.** Se contemplaron opciones de instalación: Entre barras; En serie con una bahía de línea o transformador; Reactor entre barras y reactor serie en bahías. Requiere estudios de viabilidad física y de requerimientos de las protecciones e interruptores asociados al reactor. No se esperan afectaciones en la estabilidad del sistema.
- **Resistencia de puesta a tierra en neutro de transformadores.** Aplica principalmente a problemáticas de fallas de una y dos fases a tierra. Consiste en instalación de resistencias de puesta a tierra en el neutro de los devanados de transformadores. Requiere verificación de aislamiento del neutro del transformador.
- **Cambio de la conexión del neutro de transformador (Y aislada).** Modifica la conexión del neutro de los devanados de alguno de los transformadores de una subestación. Requiere verificación de aislamiento del neutro del transformador.
- **Nuevas subestaciones para descongestionar las agotadas.** Consiste en construcción de nueva subestación en cercanías de la subestación con niveles agotados.
- **Combinación de alternativas.** Plantea la combinación (o superposición) de varias soluciones tanto en la subestación en análisis, como en otras subestaciones del área de influencia. Requiere validar el adecuado comportamiento del sistema en el área. Pueden presentarse casos en los que soluciones en una o varias subestaciones afecten positivamente a otras.
- **Repotenciación completa de la subestación.** Aplicable a subestaciones con equipos que ya cumplieron la vida útil y sus niveles de cortocircuito superan la capacidad, así como las demás alternativas ya no logran satisfacer la solución.

Para los análisis, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

Los análisis realizados, contemplaron soluciones estructurales en busca de mitigar las condiciones de agotamiento de la capacidad de interrupción en diversas subestaciones del Sistema Interconectado Nacional. Las alternativas de mitigación propuestas se evaluaron de manera individual y en conjunto para todas las subestaciones de cada área o subárea operativa.

Se resalta que cada subestación es un caso particular debido a las diferencias en sus tamaños, ubicaciones, configuración, número y tipo de circuitos. Esto implica que no existen soluciones o cronogramas genéricos aplicables a todas. Un análisis detallado y un diseño personalizado son imprescindibles para garantizar el óptimo desempeño de cada solución.

Se obtuvieron resultados para 64 subestaciones analizadas, encontrándose necesario intervenir 39 de ellas, 12 en el STN y 27 en el STR. En los numerales siguientes se presentan las soluciones recomendadas para cada una de las subáreas bajo estudio en términos de “Caso” recomendado, como combinación o superposición de alternativas que dan solución a la problemática, que aseguran el desempeño adecuado en el área. Igual se presentan para cada una de las subestaciones que requieren intervención, los unifilares con las alternativas seleccionadas y los valores indicativos de costo y beneficio.

4.4.1 Obras Candidatas

4.4.1.1 Obras Antioquia

Del estudio la consultoría recomienda la implementación de las obras del Caso 1.

Tabla 4-1. Superposición de alternativas – Caso 1 – Antioquia

Caso 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Ancón Sur 110 kV	ACC-001	Alternativa 1 y 3	2025
Belén 110 kV	ACC-002	Alternativa 1	2025
Guatapé 220 kV	ACC-003	Alternativa 3	2025
El Salto 110 kV	ACC-004	Alternativa 2	2025
Primavera 220 kV	ACC-005	Alternativa 1	2025
Guayabal 110 kV	ACC-006	Alternativa 1	2025

Fuente: Estudio consultoría

Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Antioquia.

4.4.1.1.1 ACC – 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ancón Sur 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ancón Sur 110 kV
Código de la Obra	ACC – 001

Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 21 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 164% para 2024 y de 189% para 2034. Se plantean dos opciones de intervención: La primera (Alternativa 1) mediante seccionamiento del barraje con bahía de seccionamiento. La segunda (Alternativa 3) contempla la construcción de una nueva subestación a 110 kV con capacidad de interrupción de 40 kA a donde se trasladarían los circuitos Envigado y Robledo
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto.	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 110% en 2024 y 138% en 2034, por otro lado, con la alternativa 3 se llega a niveles de 115 % en 2024 y 140 % en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegaran a 90.3% en 2034

Diagramas unifilares de la obra propuesta.



4.4.1.1.2 ACC – 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Belén 110 kV

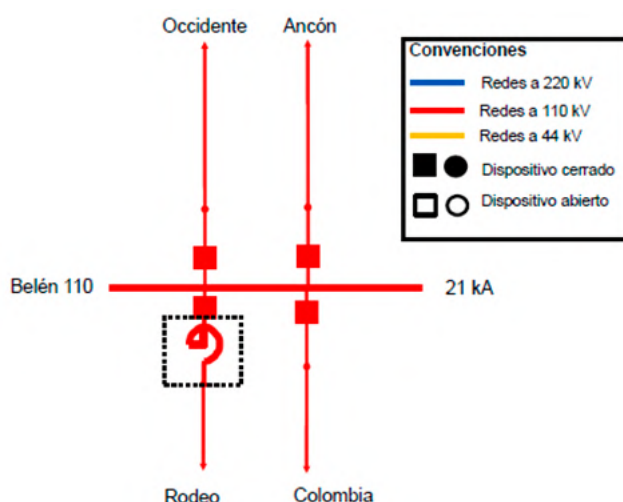
Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Belén 110 kV
Código de la Obra	ACC – 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 21 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 116% para 2024 y de 126% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante la instalación de reactor serie de 12 ohm en la línea Belén – Rodeo 110 kV.

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

Requerida para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 90% en 2024 y 100% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegaran a 93.3% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.1.3 ACC – 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guatapé 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guatapé 220 kV
Código de la Obra	ACC – 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 107% para 2024 y de 119% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 3) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías, con una nueva distribución de la generación de la central Guatapé entre las secciones resultantes.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2025

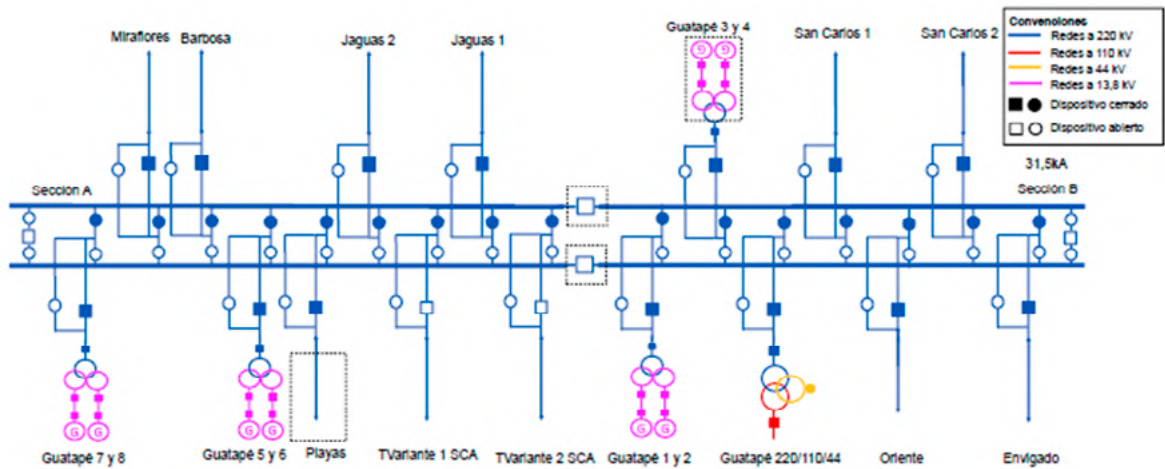
Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
----------------------------------	---------------------------

Reducción de nivel de corto

Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 3 se llega a niveles 110% en 2024 y 138% en 2034, así como con la segunda opción se llega a niveles de 65 % en 2024 y 72 % en 2034.

De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegaran a 71.9% en 2034.

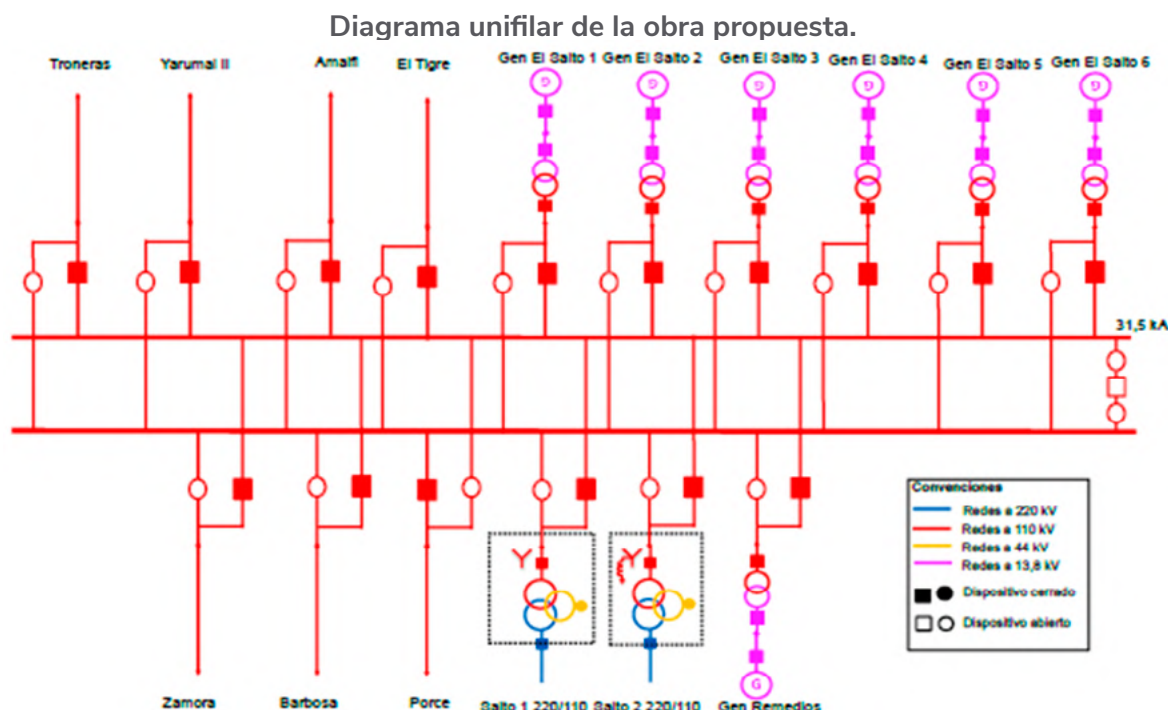
Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.1.4 ACC – 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Salto 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Salto 110 kV
Código de la Obra	ACC – 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2025 y de 105% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el cambio de la conexión del neutro del devanado a 110 kV del transformador El Salto 1 220/110 kV a una configuración estrella con neutro aislado en el lado de 110 kV. Se propone resistencia de puesta a tierra de 30 ohm en el neutro del devanado a 110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2025.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 90% en 2024 y 100% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegaran a 89.6% en 2034.

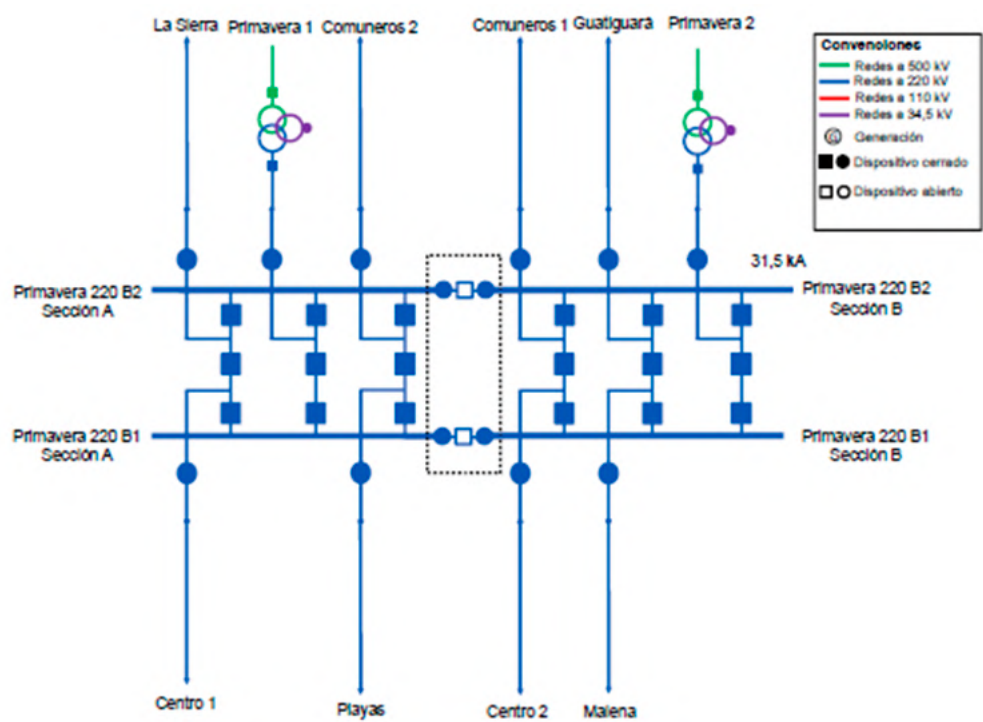


4.4.1.1.5 ACC – 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Primavera 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Primavera 220 kV
Código de la Obra	ACC – 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 123% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de la subestación configurando dos subestaciones interruptor y medio con posibilidad de acoplar barrajes resultantes.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 82% en 2024 y 95% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 94% en 2034.

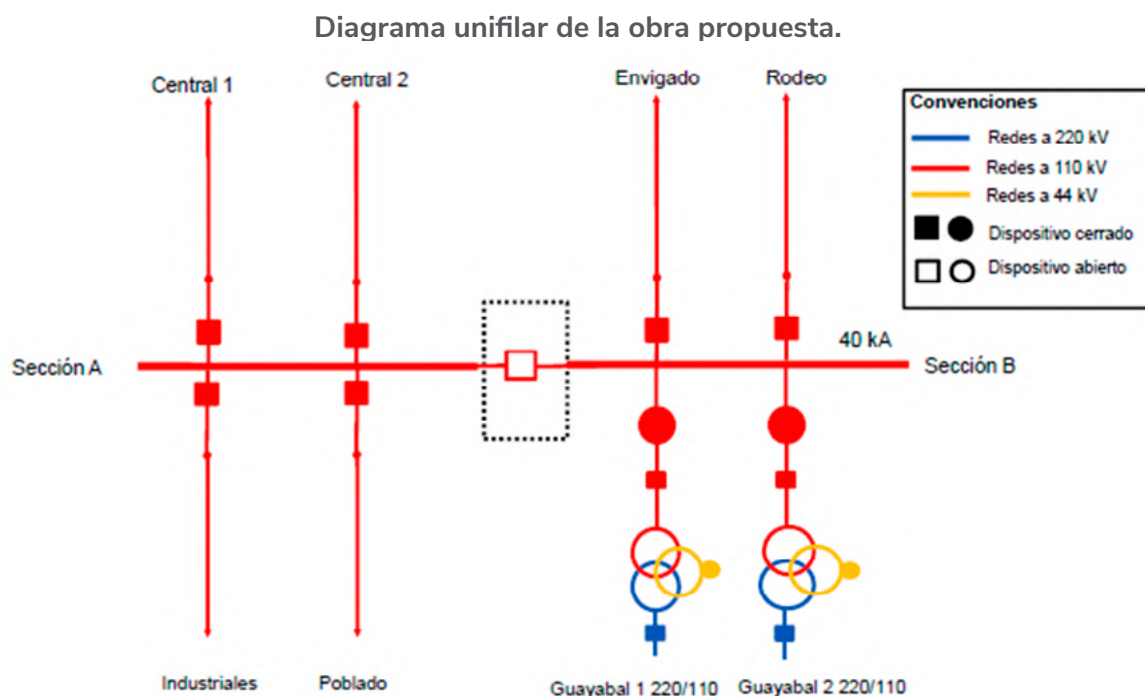
Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.1.6 ACC – 006. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guayabal 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guayabal 110 kV
Código de la Obra	ACC– 006
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 107% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en seccionar la subestación en dos subestaciones independientes con la misma configuración de la subestación existente.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 77% en 2024 y 80% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 63 % en 2034.



4.4.1.2 Obras Atlántico

La consultoría recomienda la implementación del plan de obras del Caso 1, siguiente:

Tabla 4-2. Superposición de alternativas – Caso 1 – Atlántico

Caso 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Termoflores 220/110 kV	ATCC – 001	Alternativa 1	2024
El Río 110 kV	ATCC – 002	Alternativa 2	2024
Tebsa 220 kV	ATCC – 003	Alternativa 2	2025
Sabanalarga 220 kV	ATCC – 004	Alternativa 1	2026
Silencio 110 kV	ATCC – 005	Alternativa 1	2026
Tebsa 110 kV	ATCC – 006	Alternativa 3	2026
Nueva Barranquilla 220 kV	ATCC - 007	Alternativa 1	2027

Fuente: Estudio consultoría

Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Atlántico.

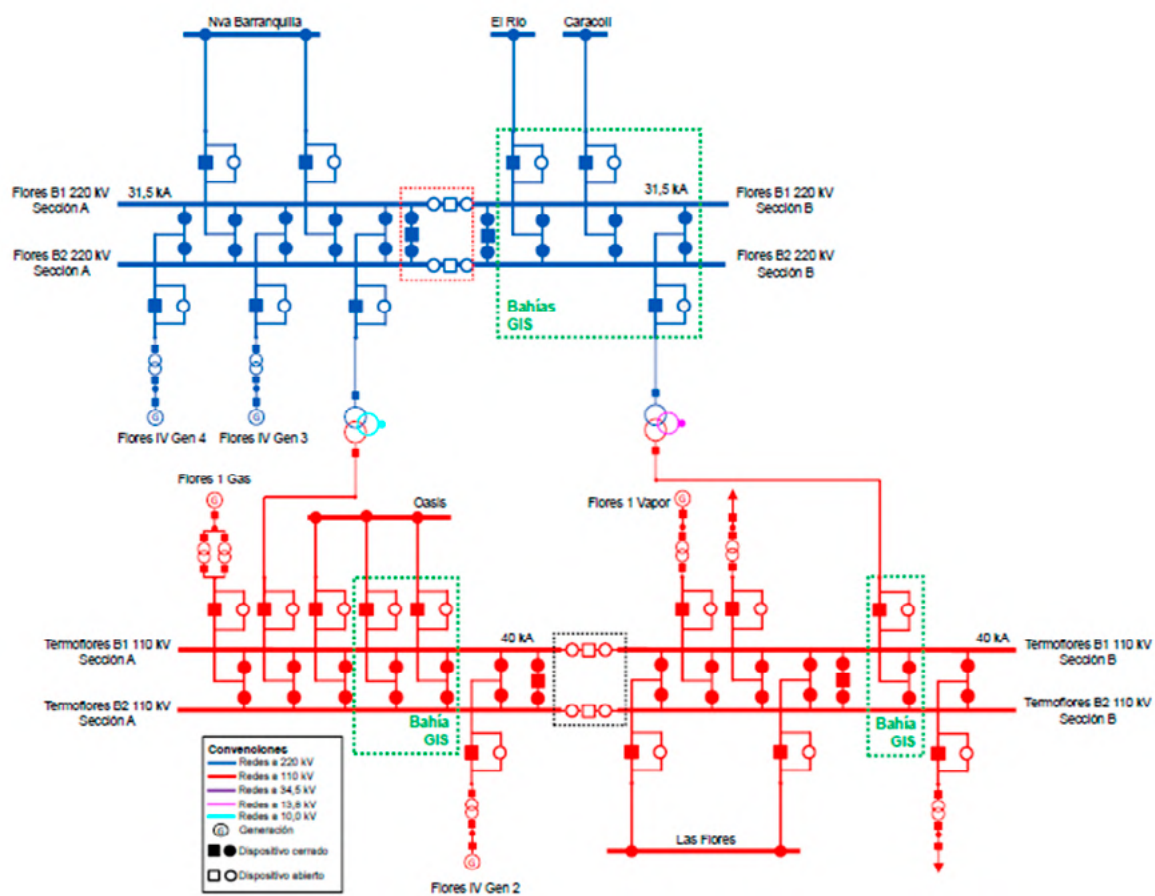
4.4.1.2.1 ATCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV
Código de la Obra	ATCC – 001

Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA en 220 KV, y de 40 kA en 110 kV, pero muestra agotamiento con niveles de 129% para 2024 y de 148% para 2034 a nivel de 220 kV, así como de 111% para 2024 y de 124% para 2034 a nivel de 110 kV. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en seccionamiento del barraje con bahías de seccionamiento para obtener las secciones A y B.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito en las dos secciones así: Sección A con 78% en 2024 y 88% en 2034; Sección B con 96% en 2024 y 108% en 2034 De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegaran en la sección A a 76.3% y en la sección B a 53.8%, en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

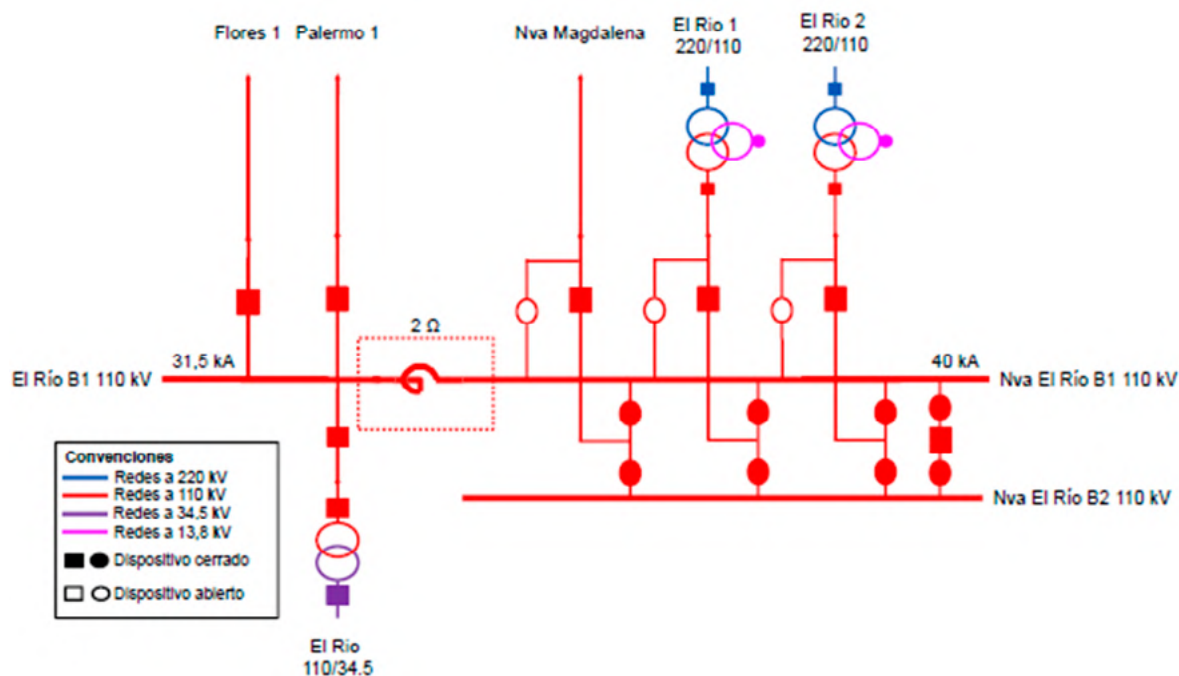


4.4.1.2.2 ATCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Río 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Río 110 kV
Código de la Obra	ATCC - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 142% para 2024 y de 158% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación y la instalación de reactor serie de 2 ohm entre ellos.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 83% en 2024 y 94% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 89.5 % en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

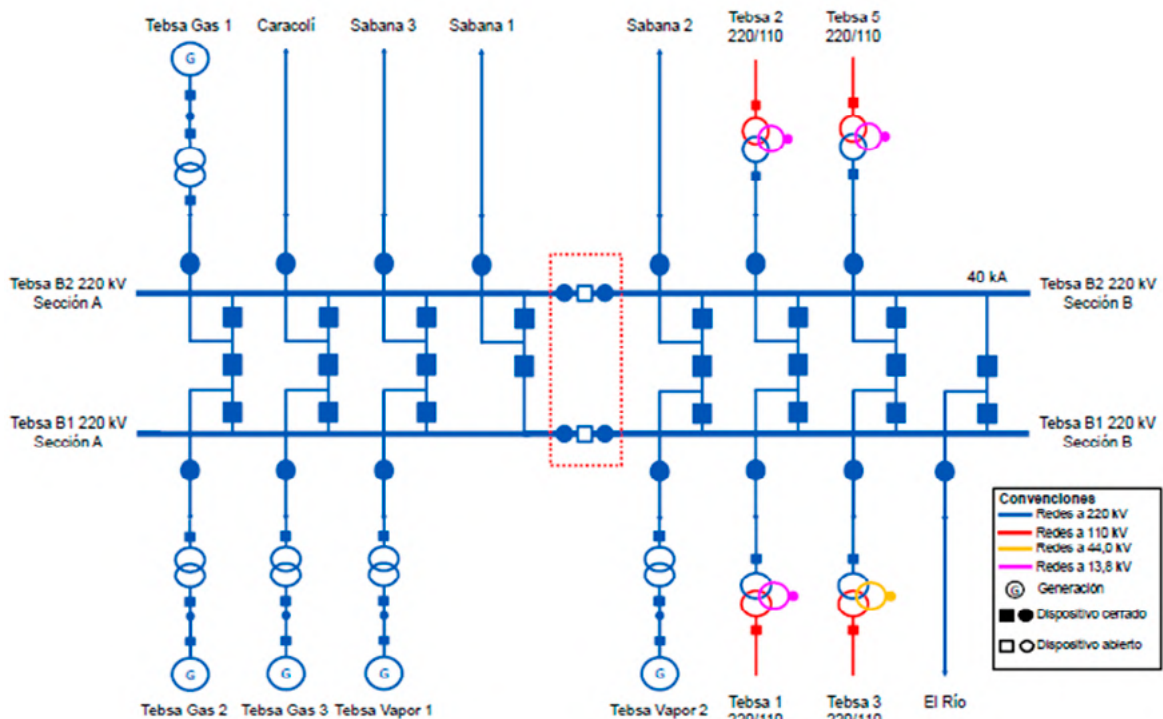


4.4.1.2.3 ATCC -003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito
Subestación TEBSA 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 220 kV
Código de la Obra	ATCC – 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 129% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 2) que consiste en seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías entre barraje. Con dos secciones resultantes A y B.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerida para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles de cortocircuito en las dos secciones así: Sección A con 73% en 2024 y 82% en 2034; Sección B con 58% en 2024 y 61% en 2034 De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían en la sección A a 76.3% y en la sección B a 53.8%, para 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

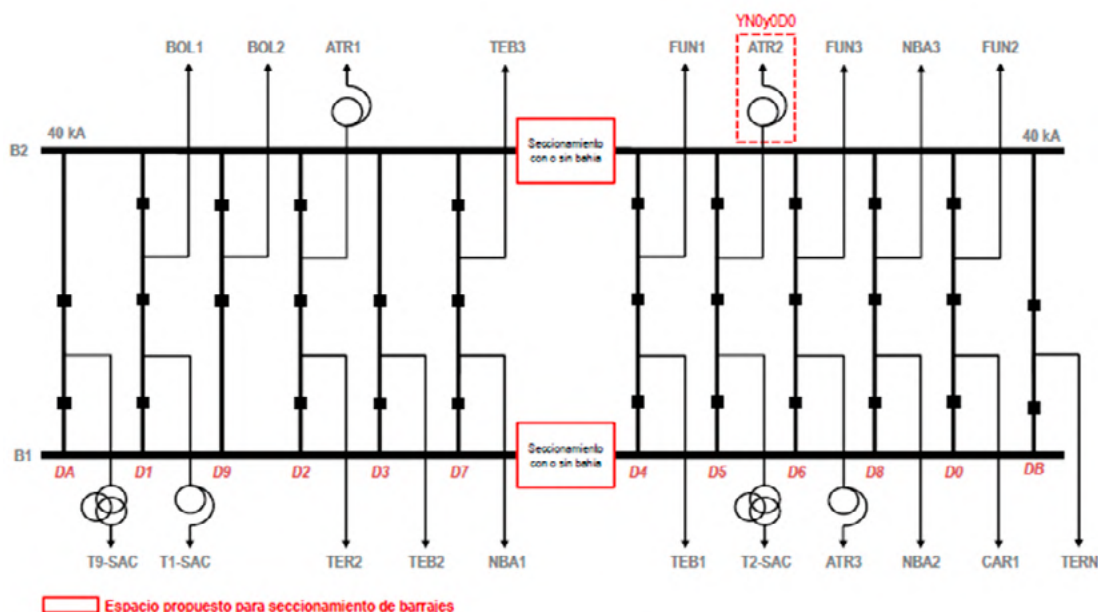


4.4.1.2.4 ATCC -004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV
Código de la Obra	ATCC – 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 118% para 2024 y de 145% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que considera la obra asociada al seccionamiento de barrajes de la subestación en 220 kV (Secciones A y B) y consiste en el cambio de la conexión del neutro de transformadores (Y aislada). Modificar conexión del neutro del devanado de 220 kV del transformador Sabanalarga 2 500/220/34.5 kV a configuración neutro aislado.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2026

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente se llega a niveles de cortocircuito en las dos secciones así: Sección A con 81% en 2024 y 90% en 2034; Sección B con 86% en 2024 y 100% en 2034 De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 90.3% para la sección A y 98.1 % para la sección B en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

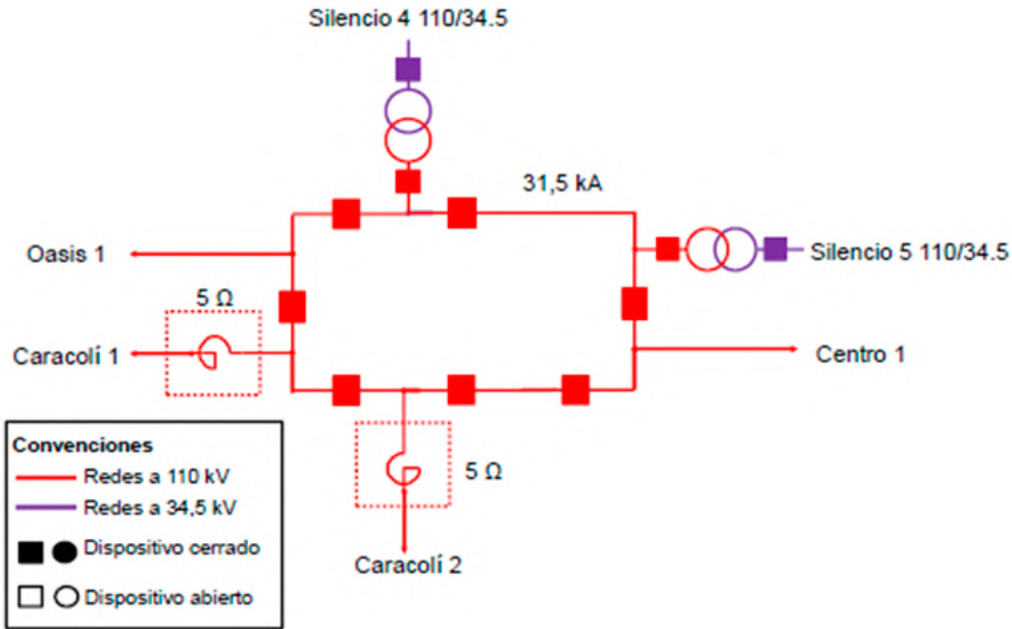


4.4.1.2.5 ATCC - 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Silencio 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Silencio 110 kV
Código de la Obra	ATCC – 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA en 220 kV, y de 40 kA en 110 kV, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2024 y de 140% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de reactores de 5 ohm en las bahías de línea a Caracolí 110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2026

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 82% en 2024 y 93% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarán al 93.1% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

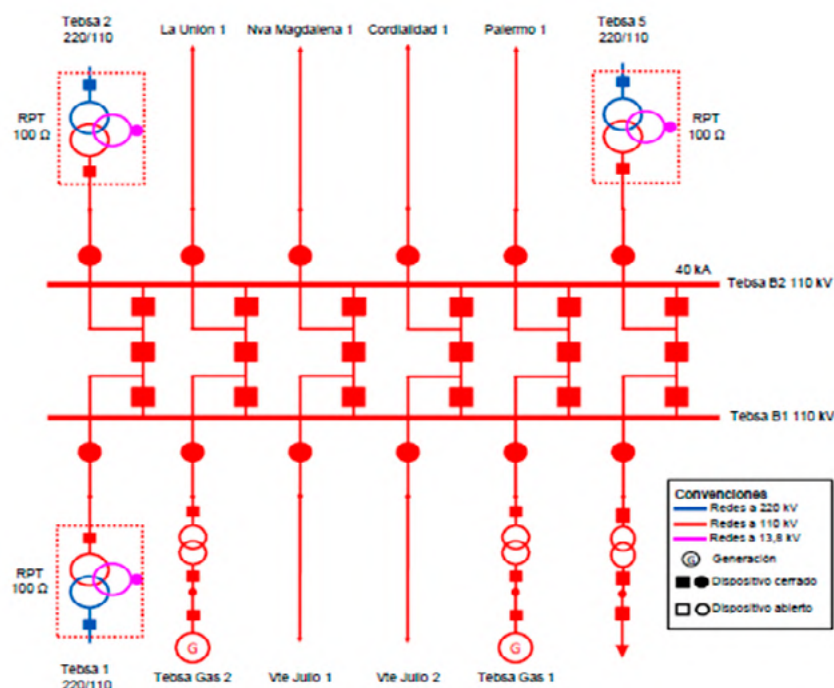


4.4.1.2.6 ATCC - 006. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 110 kV
Código de la Obra	ATCC – 006
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 114% para 2024 y de 126% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 3) consistente en implementar resistencias de puesta a tierra de 100 ohm en los devanados de 110 de cada transformador 220/110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2026.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 3 se llega a niveles 86% en 2024 y 95% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 94% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

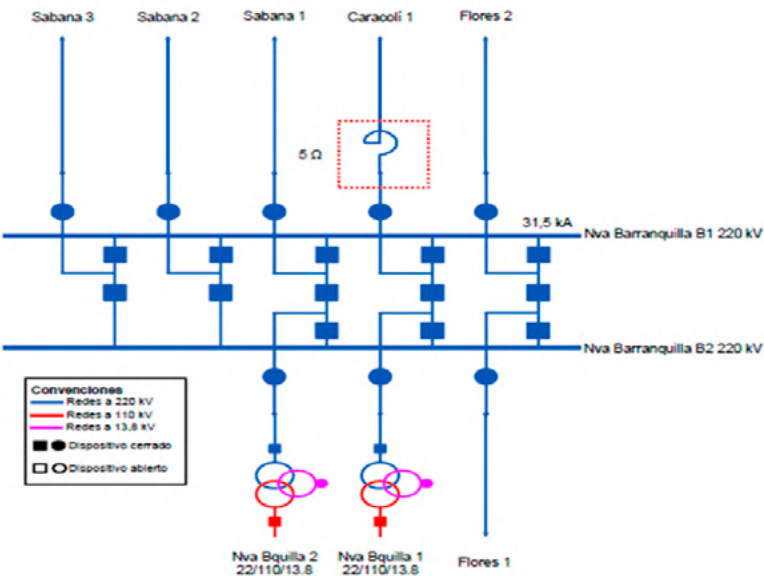


4.4.1.2.7 ATCC -007. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Nueva Barranquilla 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Nueva Barranquilla 220 kV
Código de la Obra	ATCC – 007
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2024 y de 123% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de un reactor serie de 5 ohm en la bahía de línea hacia la subestación el Caracolí.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2027.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 88% en 2024 y 96% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarán a 95.6% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.3 Obras Bogotá

La consultoría recomienda la implementación del plan de obras del Caso 1, como sigue:

Tabla 4-3. Superposición de alternativas – Caso 1 - Bogotá

Caso 1		
Subestación	Código	Alternativa
Mesa 230 kV	BCC-001	Alternativa 1
Veraguas 115 kV	BCC-002	Alternativa 1
Circo 115 kV	BCC-003	Alternativa 1
Guavio 230 kV	BCC-004	Alternativa 1
Torca 230 kV	BCC-005	Alternativa 1

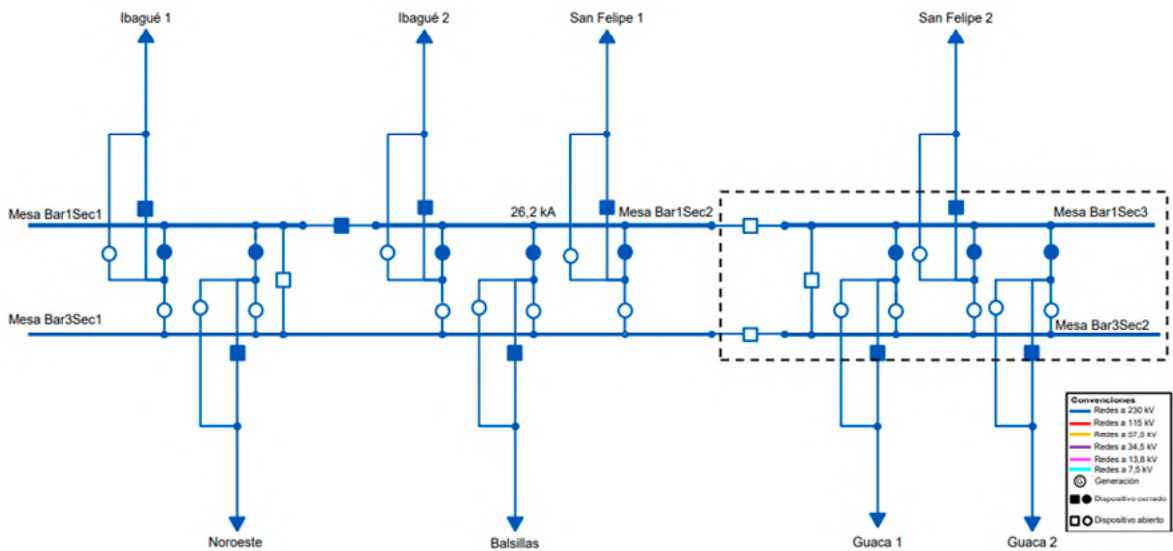
Fuente: Estudio consultoría

Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Bogotá.

4.4.1.3.1 BCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Mesa 230 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Mesa 230 kV
Código de la Obra	BCC – 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 26.2 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 109% para 2024 y de 130% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes con bahías de seccionamiento.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2024.
Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 68% en 2024 y 81% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 80.6% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

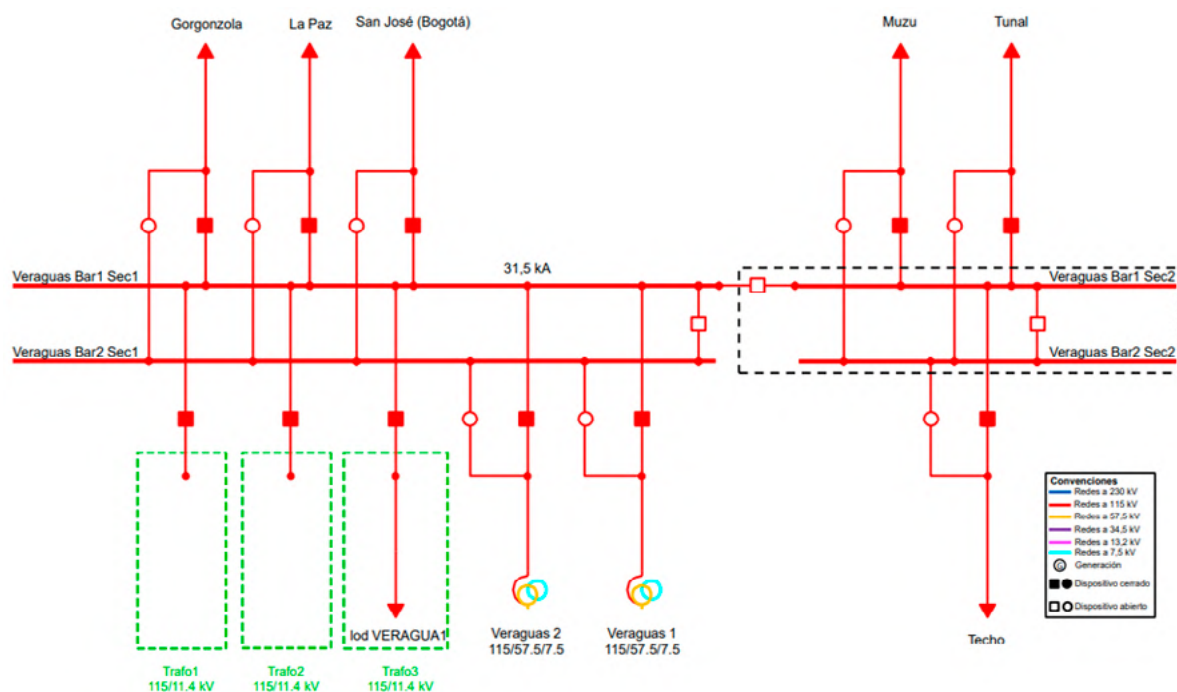


4.4.1.3.2 BCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Veraguas 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Veraguas 115 kV
Código de la Obra	BCC – 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 108% para 2025 y de 133% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requeridos para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 75% en 2025 y 84% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 83.1% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

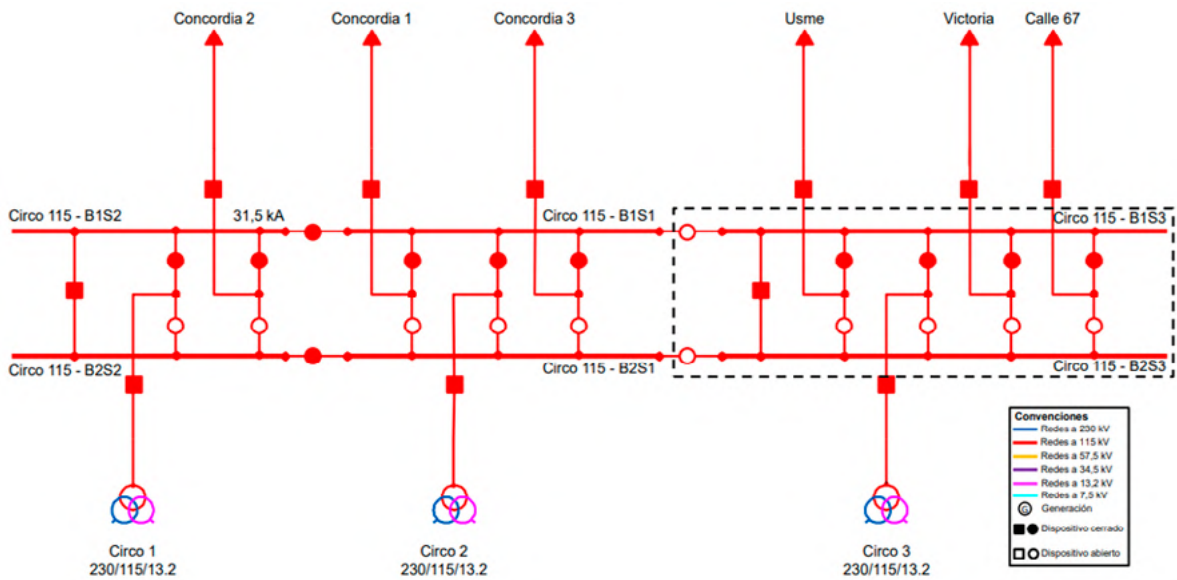


4.4.1.3.3 BCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Circo 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Circo 115 kV
Código de la Obra	BCC – 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2024 y de 133% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías entre barraje y distribución de bahías
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2024.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 74% en 2024 y 90% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 89.3% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

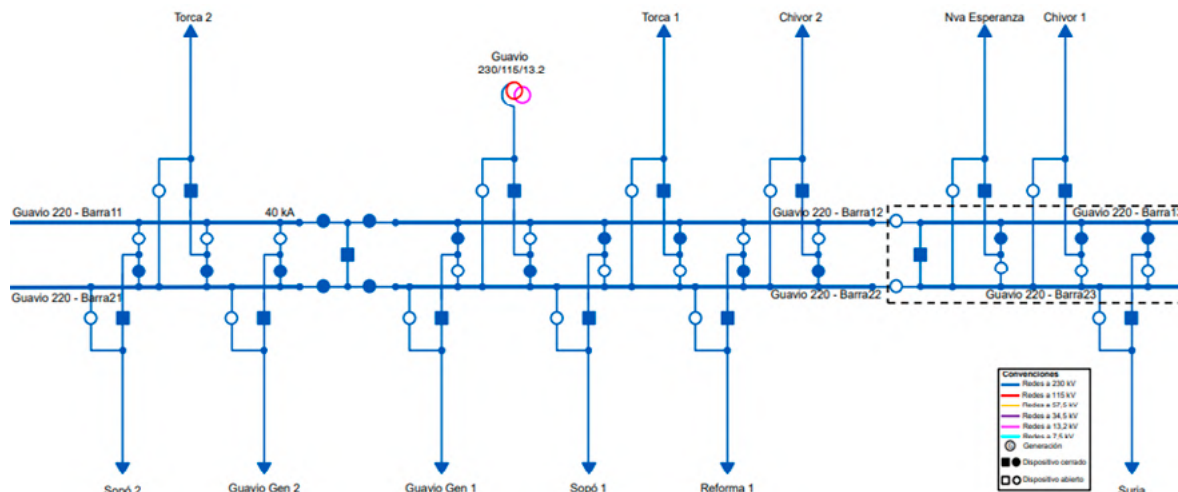


4.4.1.3.4 BCC - 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guavio 230 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guavio 230 kV
Código de la Obra	BCC – 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2025 y de 106% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en el seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2026

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente se llega a niveles con 83% en 2024 y 87% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 88% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

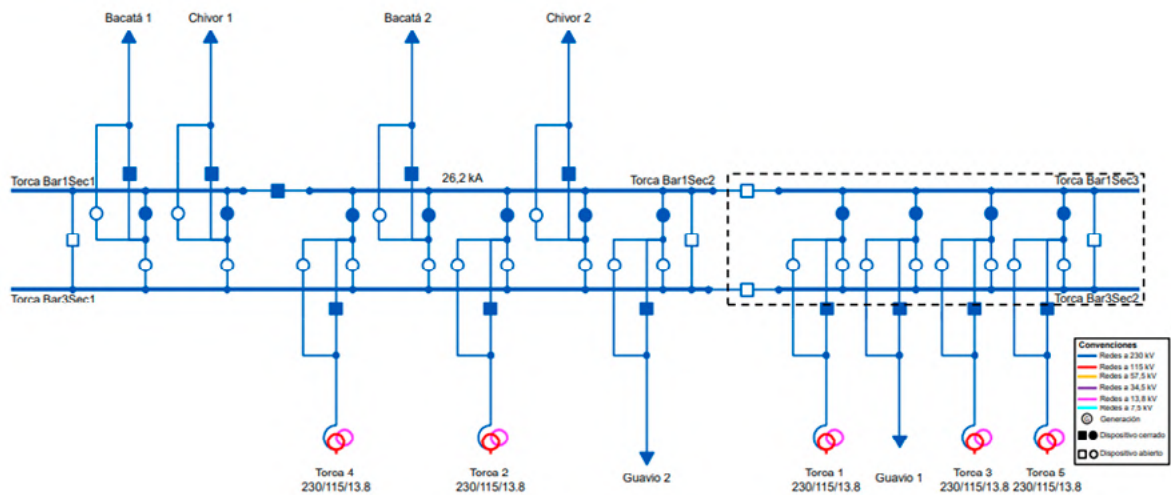


4.4.1.3.5 BCC - 005. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Torca 230 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Torca 230 kV
Código de la Obra	BCC – 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 111% para 2026 y de 113% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes mediante bahías y distribución de las bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2026.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 97% en 2024 y 100% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 99.3% en 2034

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.4 Obras Bolívar

Con base en los resultados obtenidos la consultoría recomienda la implementación del plan de obras del Caso 1, como sigue:

Tabla 4-4. Superposición de alternativas – caso 1 - Bolívar

Combinación 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Bolívar 220 kV	BLCC -001	Alternativa 1	2024
Bosque 66 kV	BLCC -002	Alternativa 1	2024
Cospique 66 kV	BLCC -003	Alternativa 1	2024
Tenera 66 kV	BLCC -004	Alternativa 1	2025

Fuente: Estudio consultoría

Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Bolívar.

4.4.1.4.1 BLCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bolívar 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bolívar 220 kV
Código de la Obra	BLCC – 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 106% para 2025 y de 132% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes con bahías de seccionamiento entre barrajes y distribución de bahías.

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

Requerido para el año 2024

Parámetros de valoración de obra

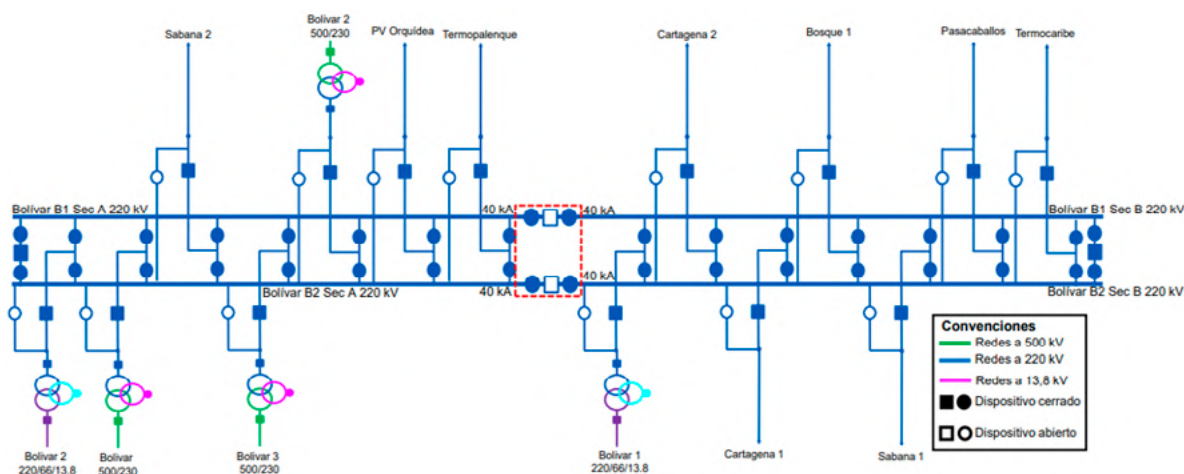
Descripción del beneficio

Reducción de nivel de corto

Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 86% en 2025 y 79% en 2034.

De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 78.3% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

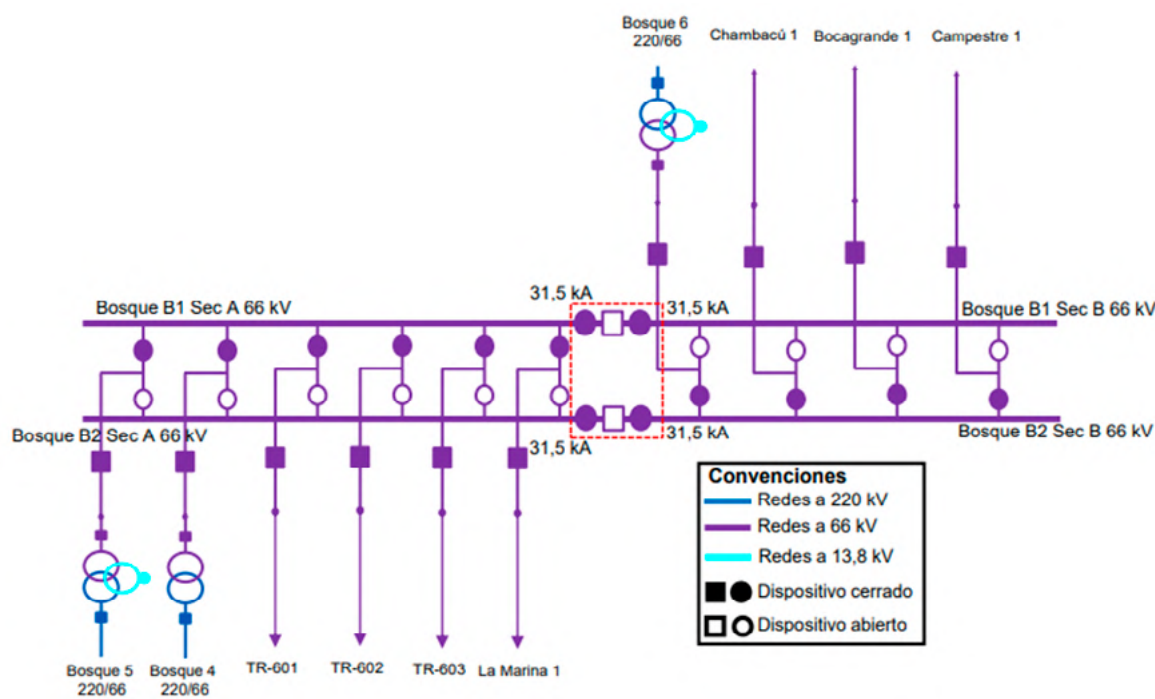


4.4.1.4.2 BLCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bosque 66 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bosque 66 kV
Código de la Obra	BLCC – 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 121% para 2024 y de 148% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) mediante seccionamiento de los barrajes de la subestación mediante bahías y distribución de bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requeridos para el 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 75% en 2025 y 84% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 88.3% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.4.3 BLCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cospique 66 kV

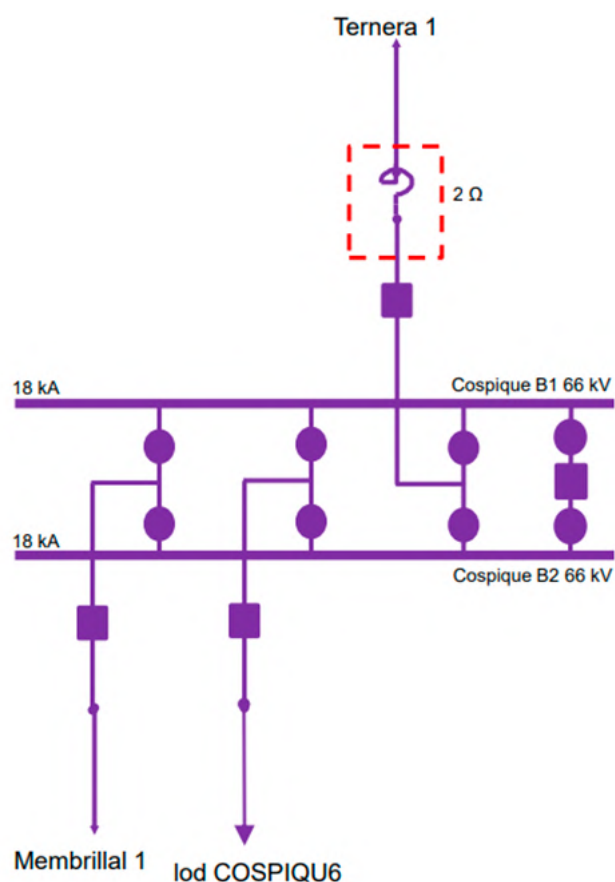
Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cospique 66 kV
Código de la Obra	BLCC – 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 18 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 113% para 2024 y de 133% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en la implementación de un reactor de 2 ohm en la línea hacia la subestación Ternera 66 kV.

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

Requerido para el año 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 79% en 2024 y 89% en 2034. De manera integral con las intervenciones del área, la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 88% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



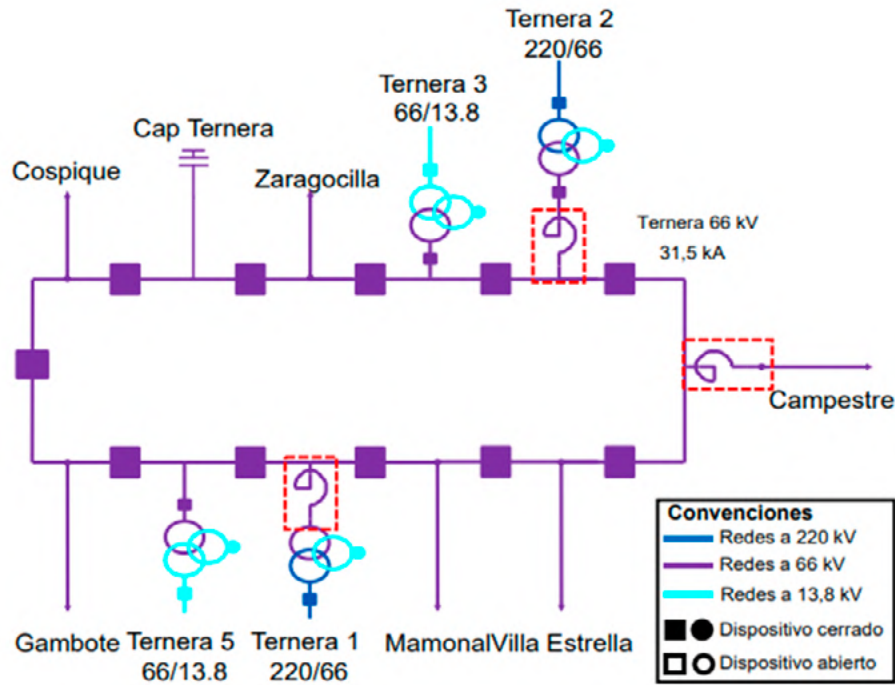
4.4.1.4.4 BLCC -004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ternera 66 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ternera 66 kV
Código de la Obra	BLCC – 004

Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 112% para 2024 y de 138% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en la implementación de reactores de 4 ohm en las bahías de transformación Ternera 1 220/66 kV y Ternera 2 220/66 kV y en la bahía de línea hacia la subestación Campestre 66 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el años 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente se llega a niveles con 69% en 2024 y 82% en 2034. De manera integral con las intervenciones del área, la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 80.2% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.5 Obras Boyacá - Casanare

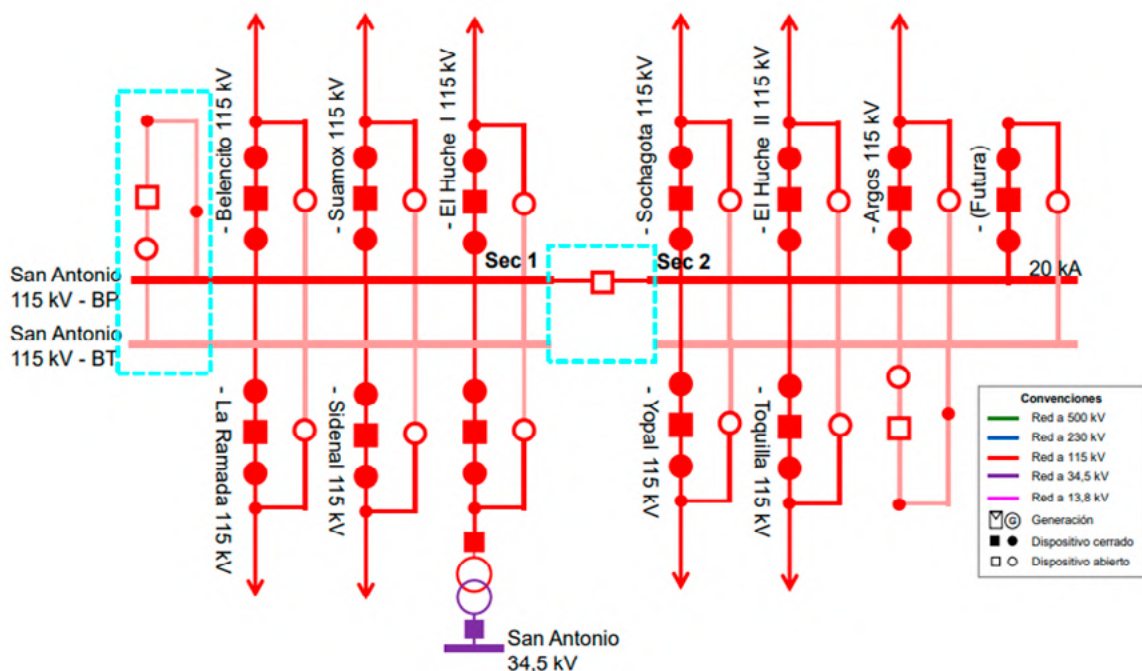
4.4.1.5.1 BCCC - 001. Repotenciación capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones Paipa 115 kV; Sochagota 115 kV, Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV

Nombre de la obra	Repotenciación capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones Paipa 115 kV; Sochagota 115 kV, Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV
-------------------	---

Código de la Obra	BCCC – 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	Las subestaciones tienen capacidades de interrupción declaradas de 20 kA en Paipa 115 kV y Sochagota 115 kV, para los casos de Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV es de 15 kA. Los análisis muestran agotamiento de la capacidad de interrupción con niveles de 153% en 2024 y 179% en 20234 para el caso de Paipa 115 kV; 106% en 2024 y 127% en 2034 para Sochagota 115 kV; 106% en 2024 y 129% en 2034 para Belencito 115 kV, así como de 102% en 2024 y 119% para el caso de HOLCIM 115 kV. Las alternativas propuestas individuales no son suficientes y, sólo en combinación de las propuestas para la misma subestación o con las de otras subestaciones muestran soluciones para mitigar el agotamiento. No obstante, sus costos de inversión son mayores al de repotenciación, con lo cual se justifica esta última.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura). Los niveles de cortocircuito estarán en función de las capacidades definidas para la repotenciación de cada subestación. Tales niveles se esperan inferiores a los determinados con la combinación de soluciones individuales, lo cuales para el periodo analizado van desde 86.7% a 93.1 en el caso de para Paipa 115 kV; de 81.8% a 91.4% para Sochagota 115 kV; de 88.3% a 92.2% y de 88.4% a 92.1% en HOLCIM 115 kV.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.5.2 BCCC – 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Antonio 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Antonio 115 kV
Código de la Obra	BCCC – 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 20 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2026 y de 109% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en seccionamiento de la subestación bahías entre barras a partir del año 2025.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2024

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 68% en 2025 y 87% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 73.3% en 2034.

4.4.1.6 Obras Córdoba - Sucre

La consultoría recomienda que para el caso estudiado los resultados obtenidos demuestran que, ante la simultaneidad de las soluciones propuestas, los niveles de cortocircuito se mantienen dentro de los límites permitidos en todo el horizonte de análisis, como sigue:

Tabla 4-5. Superposición de alternativas – caso 1 – Córdoba - Sucre

Caso 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Cerromatoso 110 kV	CSCT-001	Alternativa 2	2025
Chinú 110 kV	CSCT -002	Alternativa 2	2025

Fuente: Estudio consultoría

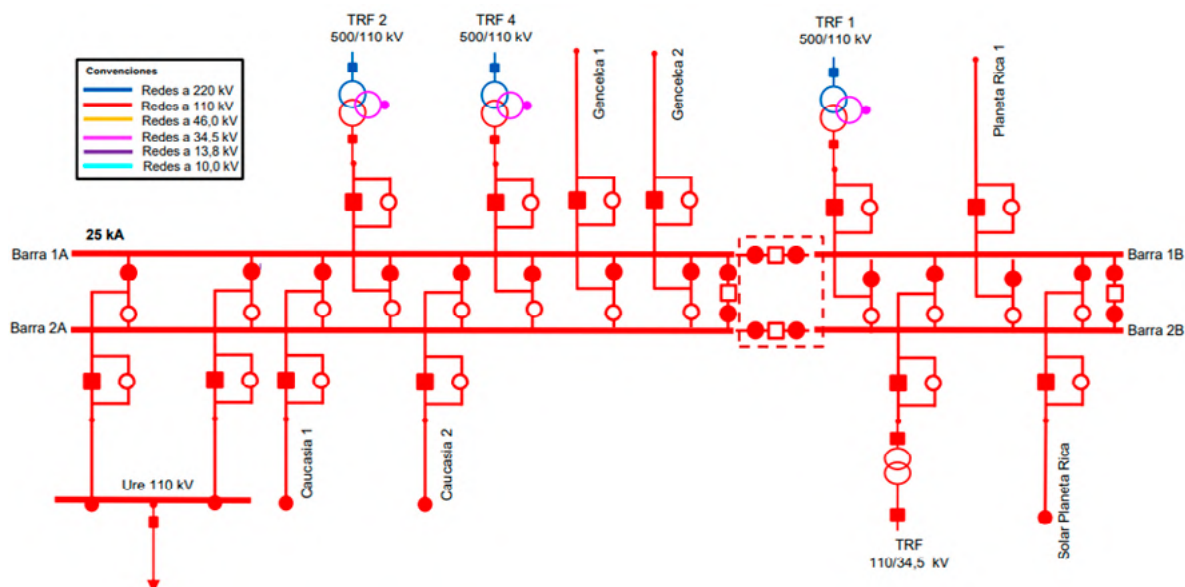
Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Córdoba - Sucre.

4.4.1.6.1 CCCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cerromatoso 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cerromatoso 110 kV
Código de la Obra	CCCC-001
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 120% para 2024 y de 138% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 78% en 2025 y 92% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 84.2% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

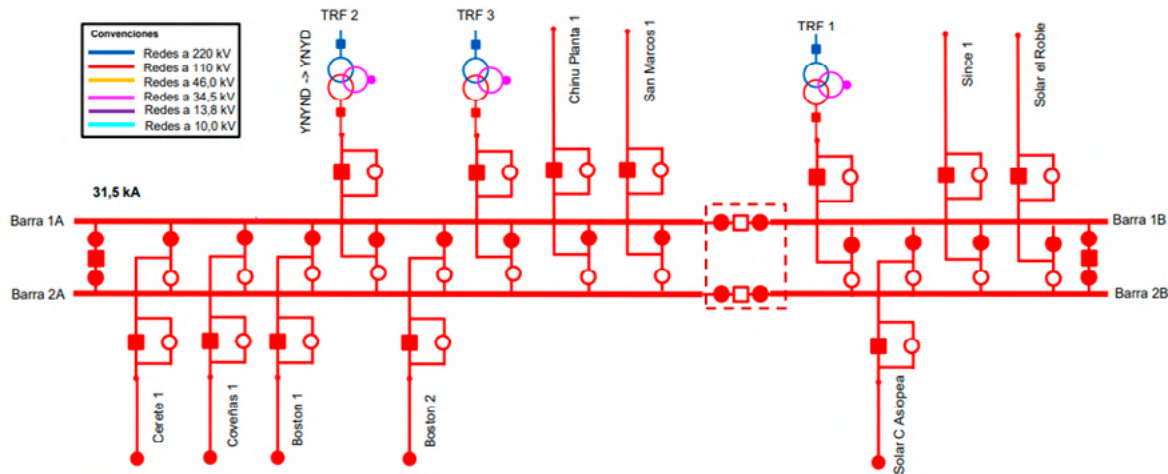


4.4.1.6.2 CCCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Chinú 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Chinú 110 kV
Código de la Obra	CCCC - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 110% para 2025 y de 125% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 73% en 2025 y 82% en 2034. Impacta positivamente en el nivel de cortocircuito de Chinú Planta 110 kV, reduciendo en todo el horizonte de análisis y siendo de 89% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 97.84% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.7 Obras Guajira – Cesar – Magdalena

La consultoría recomienda que para el caso estudiado los resultados obtenidos demuestran que, ante la simultaneidad de las soluciones propuestas, los niveles de cortocircuito se mantienen dentro de los límites permitidos en todo el horizonte de análisis, como sigue:

Tabla 4-6. Superposición de alternativas – caso 1 – Guajira – Cesar – Magdalena

Caso 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Copey 220 kV	GCMCT -001	Alternativa 2	2025
Copey 110 kV	GCMCT-002	Alternativa 1	2025

Fuente: Estudio consultoría

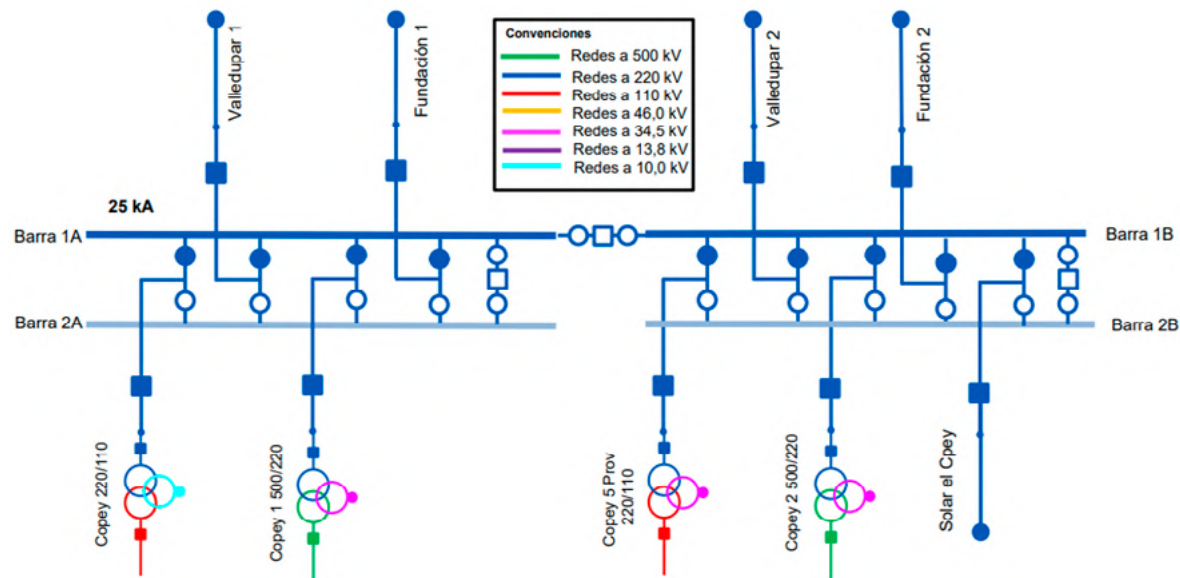
Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Guajira – Cesar – Magdalena.

4.4.1.7.1 GCMCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 220 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 220 kV
Código de la Obra	GCMCC - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 25 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 123% para 2026 y de 125% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en el seccionamiento de la subestación con una nueva distribución de campos quedando de esta manera dos subestaciones independientes con igual configuración.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 77% en 2025 y 95% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 94% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

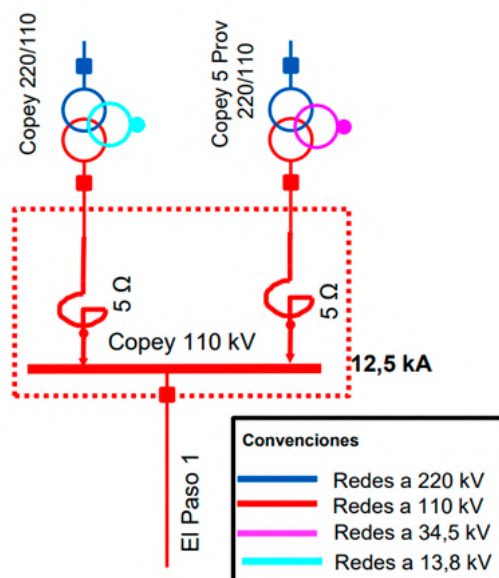


4.4.1.7.2 GCMCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 110 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 110 kV
Código de la Obra	GCMCC -002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 12.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 104% para 2026 y de 106% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en la conexión de reactores de 5 ohm en serie con los devanados de 110 kV de los transformadores existentes Copey 220/110 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles 93% en 2025 y 86% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 85.1 en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.8 Obras Santander – Norte de Santander

La consultoría recomienda el Caso 2, la cual presenta mayor reducción de cortocircuito en el área, al implementar resistencias de puesta a tierra de 10 ohm en el neutro del devanado 230 kV de los dos transformadores Ocaña 500/230 kV.

Tabla 4-7. Superposición de alternativas – caso 2 – Santander – Norte de Santander

Caso 2			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Sogamoso 230 kV	SNSCC -001	Alternativa 1.1	2025
Ocaña 230 kV	SNSCC -002	Alternativa 2	2027

Fuente: Estudio consultoría

Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Santander – Norte de Santander.

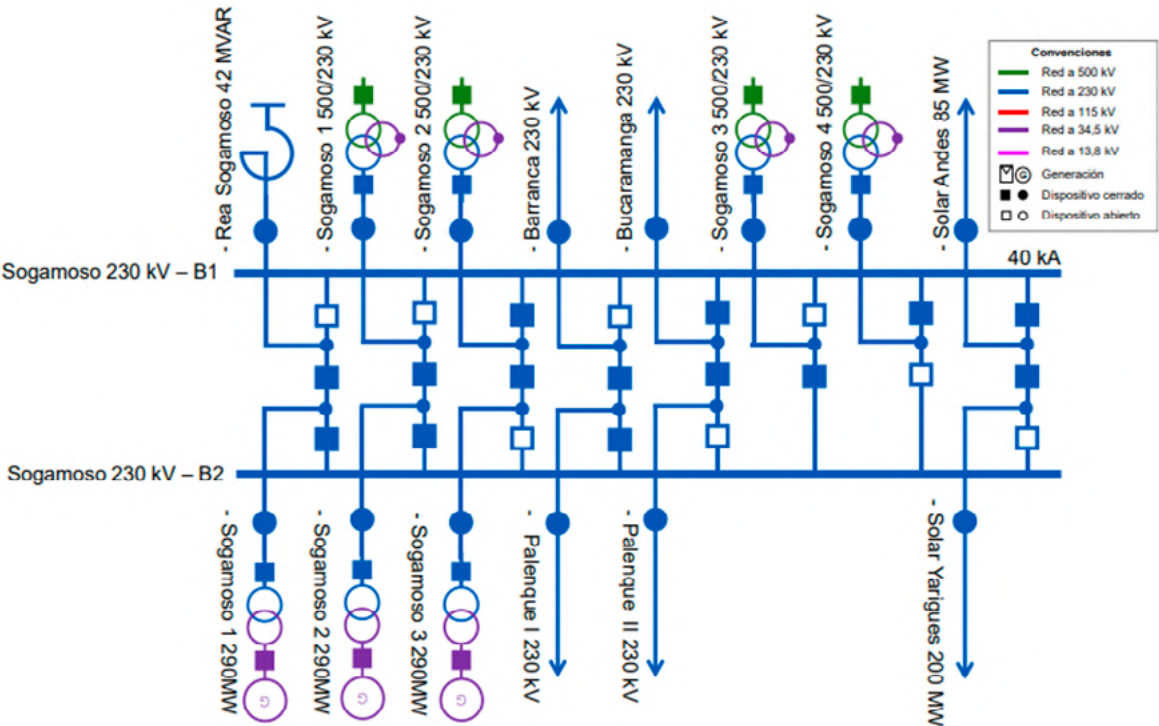
4.4.1.8.1 SNSCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sogamoso 230 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sogamoso 230 kV
Código de la Obra	SNSCC - 001

Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 40 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 107% para 2025 y de 124% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1.1) consistente en seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías (Alternativa1), la cual se puede materializar mediante la operación de interruptores, distribuyendo entre las dos barras quedando dos subestaciones independientes (Alternativa 1.1)
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1.1 se llega a niveles 66% en 2024 y 85% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 84.3% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

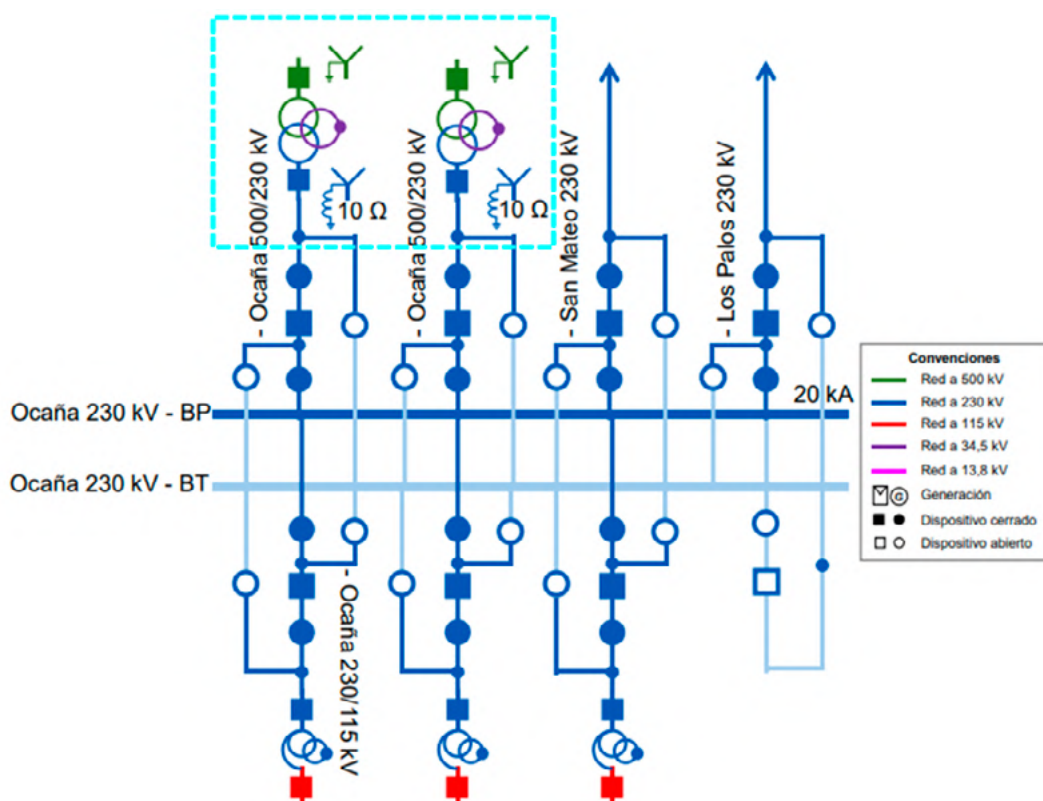


4.4.1.8.2 SNSCC-002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ocaña 230 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ocaña 230 kV
Código de la Obra	SNSCC - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 20 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 100.2% para 2027 y de 100.5% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 2) consistente en la implementación de resistencias de puesta a tierra de 10 ohm en el neutro del devanado 230 kV de los dos transformadores Ocaña 500/230 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2027

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles 64% en 2024 y 89% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 87.9% en 2034

Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.9 Obras Valle - CQR

La consultoría con base en los resultados obtenidos recomienda la implementación del plan de obras del Caso 1, como sigue:

Tabla 4-8. Superposición de alternativas – caso 1 – Valle - CQR

Caso 1			
Subestación	Código	Alternativa	FPO
Juanchito 115 kV	VCQRCC - 001	Alternativa 1	2025
San Luis 115 kV	VCQRCC - 002	Alternativa 3	2029
San Marcos 115 kV	VCQRCC - 003	Alternativa 2	2026
Esmeralda 115 kV	VCQRCC - 004	Alternativa 1	2027

Fuente: Estudio consultoría

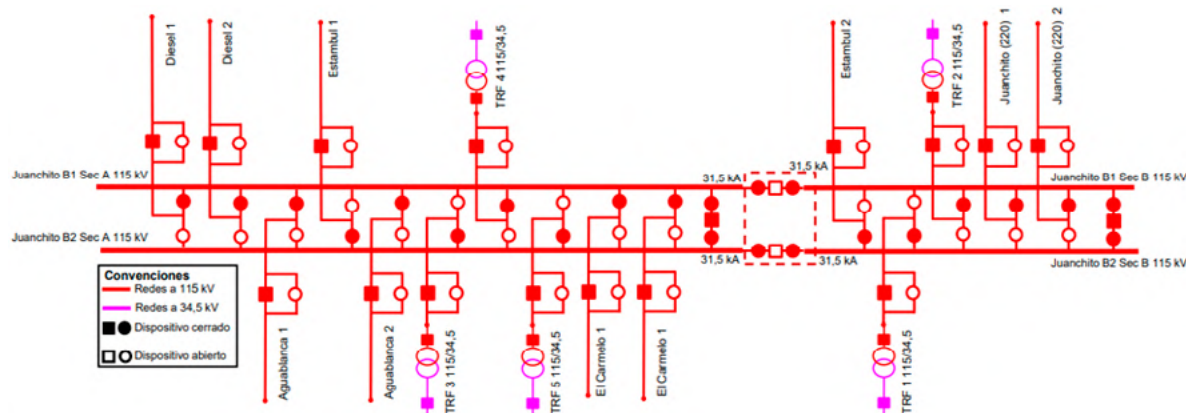
Los mayores impactos asociados a las reducciones en los niveles de cortocircuito están condicionados a la realización de todas las intervenciones planteadas en las subestaciones de la subárea Valle y CQR.

4.4.1.9.1 VCQRCC - 001. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Juanchito 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Juanchito 115 kV
Código de la Obra	VCQRCC - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 100.4% para 2025 y de 111% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 1) que consiste en el seccionamiento de los barrajes de la subestación utilizando bahías entre barrajes y distribución de bahías.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2025

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1 se llega a niveles de cortocircuito con 78% en 2025 y 84% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 83.4% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta.

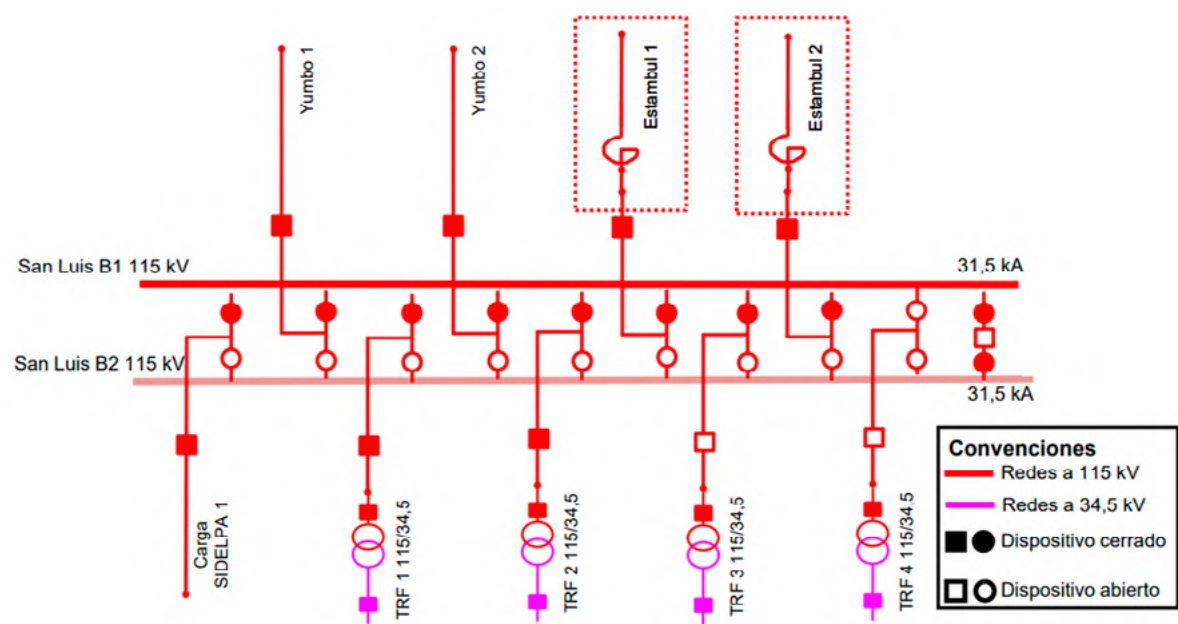


4.4.1.9.2 VCQRCC - 002. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Luis 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Luis 115 kV
Código de la Obra	VCQRCC - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 103% para 2029 y de 103% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 3) mediante conexión de reactores en serie de en las líneas que van hacia la subestación Estambul 115 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Requerido para el año 2029

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 3 se llega a niveles 89% en 2029 y 90% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 89.8% en 2034.

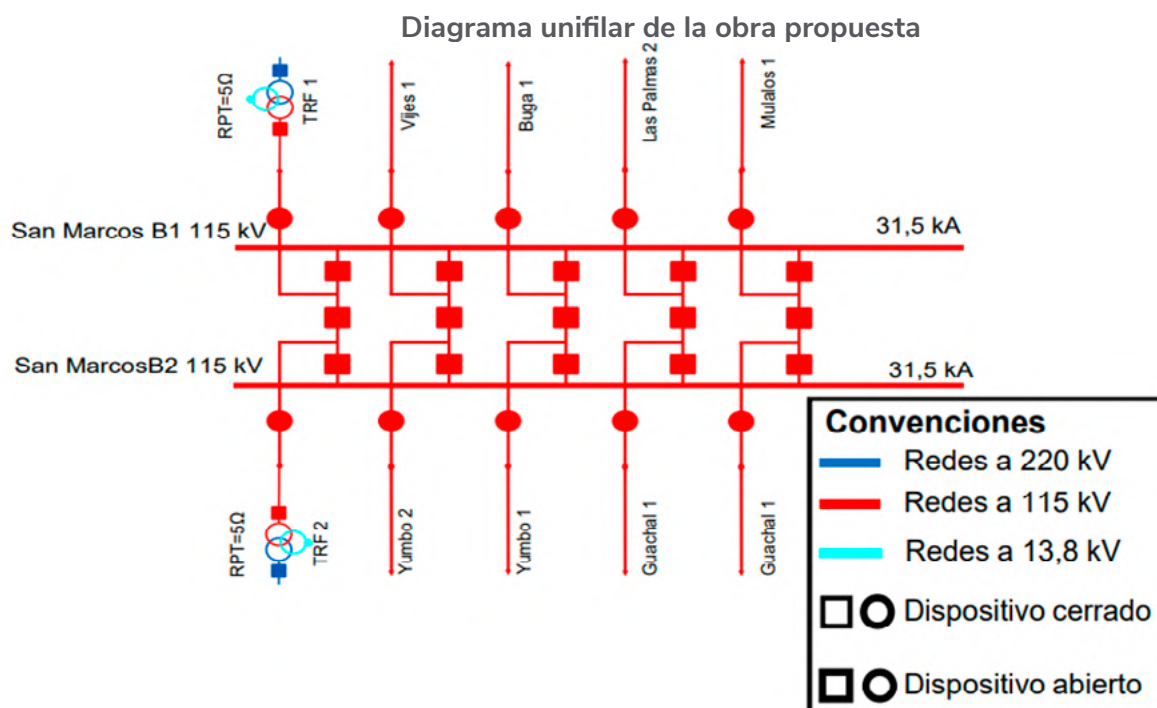
Diagrama unifilar de la obra propuesta.



4.4.1.9.3 VCQRCC - 003. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Marcos 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Marcos 115 kV
Código de la Obra	VCQRCC - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 105% para 2026 y de 105% para 2034. Se plantean la opción de intervención (Alternativa 2) que consiste en implementar resistencias de puesta a tierra de 5 ohm en los devanados de 110 kV de cada transformador de 220/115 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Se requiere para el año 2026

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 2 se llega a niveles de cortocircuito con 90% en 2026 y 92% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 91.2% en 2034.

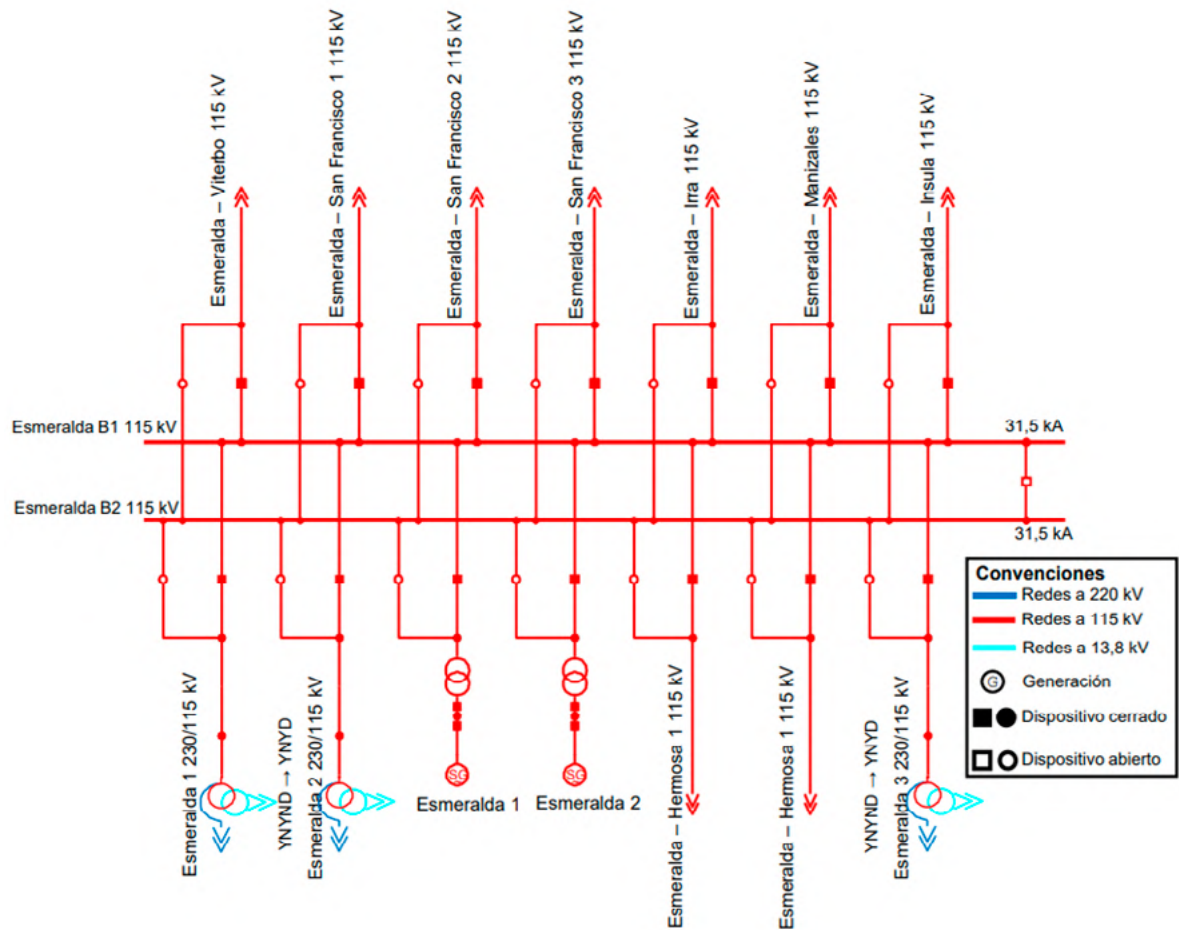


4.4.1.9.4 VCQRCC - 004. Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Esmeralda 115 kV

Nombre de la obra	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Esmeralda 115 kV
Código de la Obra	VCQRCC - 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación tiene capacidad de interrupción declarada de 31.5 kA, pero muestra agotamiento con niveles de 101% para 2027 y de 101% para 2034. Se plantea la opción de intervención (Alternativa 1) consistente en modificar la conexión del neutro del devanado de 115 kV en los transformadores Esmeralda 2 230/115 kV y Esmeralda 3 230/115 kV, garantizando una configuración estrella con neutro aislado.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Se requiere para el 2027

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Reducción de nivel de corto	4Reducción del nivel de corto (Protección de infraestructura), individualmente con la alternativa 1se llega a niveles con 93% en 2024 y 94% en 2034. De manera integral con las intervenciones de área la superposición indica que los niveles de cortocircuito llegarían a 93.1% en 2034.

Diagrama unifilar de la obra propuesta



4.5 Expansión estructural

En este capítulo se presentan obras que buscan avanzar hacia una red de transmisión más segura, confiable, eficiente y resiliente.

4.5.1 Obras Candidatas

4.5.1.1 EE – 001. Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas

Nombre de la obra Código de la Obra Proyecto propuesto- ALCANCE	Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas
	EE - 001.
Nueva subestación Corzo 500, que reconfigura la LT Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV en las nuevas LT Corzo - Bacatá 500 kV y LT Corzo – Nueva Esperanza 500 kV.	
Nueva subestación Corzo 115 kV, que reconfigura la LT Tren Occidente - Mosquera 115 kV en las LT Corzo – Mosquera 115 kV y LT Corzo – Tren Occidente 1 115 kV, la LT Tren Occidente – Occidente 115 kV en LT Tren Occidente – Corzo 2 115 kV y LT Occidente – Corzo 115 kV, la LT Tren Occidente – Balsillas 115 kV en LT Corzo – Tren Occidente 3 115 kV y LT Corzo – Fontibón 115 kV. Adicionalmente, dos bancos de autotransformadores de 500/115/11.4 kV de 450 MVA. Por último, 4 bahías de reserva.	

Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2029.
Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	La nueva subestación Corzo 500/115 kV elimina subten- siones causadas por la alta demanda en las subestaciones del occidente de Bogotá. Asimismo, disminuye los esce- narios de sobrecarga de los transformadores de Bacatá y Nueva Esperanza, al sumar un nuevo punto de conexión 500/115 kV.
Aumento de capacidad de transporte	La nueva conexión 500/115 kV disminuye el tránsito de energía desde Nueva Esperanza y Bacatá hacia el occi- dente de Bogotá por medio del STR. Con esto, la energía recorta su recorrido desde el STN hacia el centro de carga.
Control de tensión	La incorporación de un nuevo punto de conexión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) a una región del Sistema de Transmisión Regional (STR) caracterizada por un elevado número de solicitudes para la toma de carga contribuye significativamente a la mejora de los perfiles de tensión, especialmente bajo condiciones de contingen- cia N-1.
Reducción de DNA	La conexión de la nueva subestación Corzo 500/115 kV alivia significativamente las subtensiones y sobrecargas en el STR del occidente de Bogotá, reduciendo de manera efectiva la probabilidad de desatención de la demanda en esta área.
Reducción de costos operativos	La reducción de escenarios con subtensiones y sobrecar- gas disminuye la generación de seguridad necesaria para operar dentro de límites permitidos, reduciendo así los costos operativos.
Reducción de pérdidas	En la actualidad, el suministro de energía al occidente de Bogotá depende de las subestaciones Nueva Esperanza y Bacatá. La incorporación de un nuevo punto de conexión del STN más próximo a los centros de demanda reduce significativamente el tránsito de energía a través de las redes del STR, contribuyendo de manera efectiva a la dis- minución de las pérdidas eléctricas y mejorando la eficien- cia operativa del sistema.

4.5.1.2 EE – 002. Nueva Subestación Macana 230/115 kV y líneas asociadas.

Nombre de la obra	Nueva Subestación Macana 230/115 kV y líneas asocia- das.
Código de la Obra	EE – 002

Proyecto propuesto- ALCANCE	Ingreso de la Nueva subestación Macana 230 kV, inter-ceptando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV y Macana - San Carlos 230 kV, 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, y el ingreso de una nueva línea entre las subestaciones Riosucio y Macana 115 kV con una capacidad de 530 A, incluyendo la normalización de la subestación Riosucio 115 kV en barra principal más transferencia.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2030. de puesta en operación: Diciembre del 2030.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	
Eliminación de radialidades	Mitiga las problemáticas de radialidad que se presentan en la Zona Norte y Noroccidente del área CQR. Estas dificultades se observan en el STR, donde se evidencia la dependencia de la única fuente de alimentación desde la subestación Esmeralda 115 kV a través de la línea Esmeralda – Irra 115 kV.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad para la atención de la demanda y plantas de generación conectadas en las subestaciones Salamina 115 kV, Río Sucio 115 kV e Irra 115 kV y SDL's respectivos, ante la contingencia del circuito Esmeralda - Irra 115 kV, Irra - Salamina 115 kV e Irra - Río Sucio 115 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Contempla la normalización e instalación de los CT's requeridos en cada bahía de las subestaciones Río Sucio 115 y Salamina 115 kV.
Reducción de DNA	Se reduce la DNA en las subestaciones Irra 115 kV, Salamina 115 kV, Río Sucio 115 kV ante la contingencia de la línea Esmeralda – Irra 115 kV, al ser ésta la única fuente de alimentación desde la subestación Esmeralda 115 kV. Además, brinda soporte a los nuevos requerimientos de demanda que la red enfrentará con la entrada en operación del proyecto minero Lower Mine, el cual implica una carga de 40 MW y tiene aprobada su conexión a la subestación Irra 115 kV. Finalmente, el proyecto brinda soporte a los nuevos requerimientos de demanda que la red enfrentará con la entrada en operación del proyecto minero Lower Mine, el cual implica una carga de 40 MW y tiene aprobada su conexión a la subestación Irra 115 kV.

4.5.1.3 EE – 003. Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV.

Nombre de la obra	EE – 003. Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV
Código de la Obra	EE - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	La subestación Amanecer se conecta a 500 kV con una línea desde la subestación Virginia utilizando el brazo libre del circuito Virginia – Nva Esperanza 500 kV. Para la conexión en 230 kV seccionará el circuito Huila – Mirolindo 230 kV. En 115 kV se conectará con un doble circuito a la subestación Flandes, un circuito a la subestación Lanceros y se reconfigurará el circuito Flandes – Prado 115 kV para conectar un circuito hacia la subestación Prado y un circuito más hacia la Subestación Flandes. Finalmente se conectan dos transformadores 500/230 kV de 450 MVA y dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA.
Tiempo estimado de puesta en operación.	Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2032.
Requerimiento de obras previas	

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina la restricción de cargabilidad de la línea Flandes – La Guaca 115 kV y Barzalosa – La Guaca 115 kV en condición normal de operación en un 48% para ambos circuitos. De igual forma, elimina la restricción de tensión en la subestación Lanceros, aumentando el perfil de tensión en un 10%.
Eliminación de radialidades	Elimina la radialidad Flandes – Lanceros 115 kV, disminuyendo 34,79 MW la DNA.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red debido a que elimina la radialidad Flandes – Lanceros 115 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte para la incorporación de nuevos bloques de generación en las barras de Flandes 115 kV, Lanceros 115 kV, Prado 115 kV, Nva Espinal 115 kV, Natagaima 115 kV, Tenay 115 kV, Gualanday 115 kV, Diamante 115, Picaleña, Salado 115 kV, Papayo 115 kV, Brisas 115 kV, Mirolindo 115 kV, Nva Cajamarca 115 kV, para un aumento total agregado de más de 1500 MW aproximadamente.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión de la red de 115 kV en la zona de influencia del proyecto, en condición normal de operación y ante contingencia sencilla N-1, particularmente cuando se tiene un escenario de baja generación interna en la subárea de Huila - Tolima.

Fortaleza de red	Aumenta la capacidad de cortocircuito en las subestaciones Flandes 115 kV, Gualanday 115 kV, Lanceros 115 kV, Mirolindo 115 kV, Mirolindo 220 kV, Nva Espinal 115 kV, Picalaña 115 kV, Diamante 115 kV, Virginia 500 kV y Nueva Esperanza 500 kV en aproximadamente 1.22 kA.
Límites de importación del área	Constituye un nuevo punto de conexión en 500 kV con el área Oriental (Bogotá - Cundinamarca), permitiendo un aumento cercano a los 400 MW en los límites de importación de la subárea.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que aumenta la capacidad de generación no convencional en la subárea Huila – Tolima en aproximadamente 1900 MW.
Reducción de DNA	Reduce la DNA en las subestaciones de Lanceros 115 kV en aproximadamente 14 MW en condición normal de operación. Ante una contingencia sencilla de la línea Flandes – Lanceros 115 kV, la DNA asociada a dicha subestación se reduce en valores cercanos a los 35 MW. Finalmente, ante otras contingencia sencillas en la zona de influencia del proyecto, la DNA asociada a las subestaciones Diamante 115 kV, Gualanday 115 kV, Flandes 115 kV y Lanceros 115 kV se reduce en 80 MW aproximadamente.
Reducción de costos operativos	Reduce los costos operativos debido a que elimina las restricciones Flandes – La Guaca 115 kV.
Reducción de pérdidas	Reduce las pérdidas de la subárea Huila – Tolima en un 9,8% y la del área suroccidental en un 17,8%.

4.5.1.4 EE – 004. Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV.

Nombre de la obra	Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV
Código de la Obra	EE - 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	Ingreso de la Nueva subestación denominada Carlosama 230 kV, tiene interconexión con el STN seccionando dos líneas 230 kV Jamondino-Pimampiro; instalación de tres líneas 115 kV con conexión a Junín 72 km, Panamericana 14 km y Jardinera 26 km e incorpora dos transformadores Carlosama 230/115 kV de 150 MVA cada uno. Requiere actualización del esquema de separación de áreas Colombia – Ecuador.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Fecha de puesta en operación: Diciembre del 2029.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de radialidades	Con la implementación del proyecto, la cargabilidad de los transformadores Jamondino 1 y 2 230/115 kV ante contingencia N-1, se reduce 40% aproximadamente.

Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red en condición normal y frente a mantenimientos de la infraestructura.
Control de tensión	Ante contingencias N-1, se mejoran los perfiles de tensión, manteniéndose dentro de los límites establecidos por la regulación en las subestaciones de 115 kV: Pasto, Panamericana, Junín, Jardinera, Jamondino y Catambuco.
Reducción de DNA	Reduce la desatención de la demanda en aproximadamente 18 MW frente a eventos de gran magnitud en la subárea de Cauca-Nariño, derivada de contingencias en los transformadores de Jamondino 1 y 2 230/115 kV, así como en las líneas de la zona de influencia, como Panamericana-Jamondino 115 kV y Jamondino - Jardinera 115 kV.
Reducción de pérdidas	La nueva subestación Carlosama 230 kV refleja alto desempeño técnico tanto en ahorro de pérdidas en la zona, principalmente a nivel del sistema de distribución.

4.5.1.5 EE – 005. Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 220 kV.

Nombre de la obra	Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 220 kV
Código de la Obra	EE - 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	Nueva subestación Lagunas 220 kV que se conectará con la subestación existente Urabá 220 kV, y a su vez, con la nueva subestación Guárcama 220 kV. Esta última subestación se conectará en la alternativa 1 con la subestación Guadalupe 220 kV o en la alternativa 2 con la subestación El Salto 220 kV. De igual manera se propone una nueva línea entre las subestaciones Lagunas 110 kV y Chorodó 110 kV, para conformar un doble circuito entre estas subestaciones. Finalmente, la subestación Lagunas contará con dos transformadores 220/110 kV, al igual que la subestación Guárcama.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La Fecha de Puesta en Operación prevista para el proyecto es el mes de diciembre del año 2030.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Con la entrada en operación del proyecto, se eliminan principalmente las restricciones asociadas a las subten-siones que se presentan en el Urabá Antioqueño. No obstante, se genera un impacto en otras restricciones del sistema, al reducir parcialmente las cargabilidades de los tres Transformadores de San Carlos 500/220 kV, y de las líneas Heliconia – Occidente 1 220 kV, y Ancon Sur – Miraflores 1 220 kV.

Eliminación de radialidades	Con la conexión del proyecto, se eliminan las radialidades en el corredor comprendido entre las subestaciones Occidente 110 kV y Urabá 110 kV, ya que se habilita el cierre de la línea Apartadó - Caucheras 110 kV, que actualmente opera normalmente abierta debido a condiciones operativas. Además, la interconexión de la nueva subestación Lagunas 220 kV con la subestación Urabá 220 kV contribuye al enmallamiento de esta sección del sistema.
Mejoramiento de confiabilidad	Este proyecto contribuye a mejorar la confiabilidad del sistema al eliminar las radialidades existentes en el corredor comprendido entre las subestaciones Occidente 110 kV y Urabá 110 kV. Asimismo, refuerza la confiabilidad del sistema mediante la incorporación de un nuevo punto de conexión entre el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Transmisión Nacional (STN) a través de la nueva subestación Lagunas 220 kV. Esta subestación, a su vez, se conectará con la subestación Urabá 220 kV, estableciendo un nuevo enlace de interconexión entre la subárea Antioquia y la subárea Córdoba-Sucre.
Aumento de capacidad de transporte	Al eliminar las restricciones asociadas a subtensiones presentadas en el Urabá Antioqueño y al reducir las cargabilidades de elementos como lo son las líneas Heliconia – Occidente 1 220 kV y Ancon Sur – Miraflores 1 220 kV, se incrementa la capacidad de transporte del área de influencia.
Control de tensión	La conexión del proyecto contribuye a mejorar los perfiles de tensión de las subestaciones ubicadas en el corredor comprendido entre las subestaciones Occidente 110 kV y Urabá 110 kV, tanto bajo condiciones normales de operación como ante contingencias sencilla (N-1).
Fortaleza de red	El proyecto permite incrementar los niveles de cortocircuito de las subestaciones en el área de influencia, debido al enmallamiento que genera en el Urabá Antioqueño, lo que incrementa la relación de cortocircuito (SCR) del sistema y por ende brinda una mayor fortaleza a la red. Se debe aclarar que el aumento de los niveles de cortocircuito sigue siendo inferior a la capacidad de interrupción de las subestaciones en cuestión.
Límites de importación del área	La incorporación de un nuevo enlace a nivel de 220 kV entre la subárea Antioquia y la subárea Córdoba-Sucre permite incrementar la capacidad de intercambio de energía entre ambas subáreas.
Reducción de DNA	En el primer año de operación del proyecto, previsto para el 2030, se puede evidenciar que al eliminar las radialidades presentadas en el corredor comprendido entre las subestaciones Occidente 110 kV y Urabá 110 kV, se reduce la Demanda No Atendida de la zona, en máximo 2,38 MW en condición normal de operación, y en máximo 23,81 MW ante contingencia sencilla (N-1).
Reducción de pérdidas	En el primer año de operación del proyecto (2030), se reducen las pérdidas de potencia en el sistema en aproximadamente 2,49 MW.

4.5.1.6 EE – 006. Bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV.

Nombre de la obra	Bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV
Código de la Obra	EE - 006
Proyecto propuesto- ALCANCE	Entrada en operación de las bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV las cuales complementan los beneficios que trae consigo a la red la obra de la subestación Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Fecha de entrada en operación: diciembre de 2027.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina la restricción por sobrecarga en la línea Chinú - San Marcos 110 kV, reduciéndola en aproximadamente 22% de su cargabilidad.
Eliminación de radialidades	Elimina las radialidades existentes en las subestaciones San Marcos 110 kV, La Mojana 110 kV y Planeta 110 kV.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión en operación normal y ante contingencia N-1 de las subestaciones San Marcos 110 kV hasta en 0.4 pu, La Mojana 110 kV hasta en 0.7 pu y Planeta 110 kV hasta en 0.5 pu.
Fortaleza de red	Fortalece la red de las subáreas de Córdoba-Sucre y Cerromatoso al enmallar e incrementar el nivel de cortocircuito en las subestaciones de La Mojana 110 kV en 2.47 kA, Planeta 110 kV en 4.74 kA, Nueva Monería 110 kV en 3.19 kA y Sahagún 500 kV en 0.27 kA.
Reducción de DNA	Elimina la DNA ante contingencias N-1 de elementos del sistema de las cargas atendidas por las subestaciones San Marcos 110 kV con 13.64 MW, La Mojana 110 kV con 22.56 MW y Planeta 110 kV con 28.2 MW.

4.5.1.7 EE – 007. Nueva subestación La Gaitana 230/115 kV.

Nombre de la obra	Nueva subestación La Gaitana 230/115 kV
Código de la Obra	EE – 007.
Proyecto propuesto- ALCANCE	La Subestación La Gaitana se conecta a nivel de 230 kV seccionando la línea Altamira – Renacer 230 kV. En 115 kV tendrá un circuito hacia la subestación Altamira 115 kV y un circuito hacia subestación Pitalito 115 kV, continuando con un circuito hasta la subestación Florencia 115 kV. Tendrá 2 transformadores de 230/115 kV de 90 MVA.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	La fecha de puesta en operación se prevé para el 31 de diciembre de 2027.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina las restricciones Altamira – Florencia 115 kV en escenario normal de operación.
Eliminación de radialidades	Elimina las radialidades Altamira – Pitalito 115 kV y Altamira – Florencia 115 kV.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red debido a que elimina las radialidades Altamira – Pitalito 115 kV y Altamira – Florencia 115 kV
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de generación en las barras de Doncello 115 kV, Florencia 115 kV, Altamira 115 kV, Pitalito 115 kV y Altamira 220 kV.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión de las subestaciones, en escenario normal de operación y ante contingencia sencilla N-1.
Fortaleza de red	Fortalece la red debido a que: a) Aumenta la capacidad para transportar energía, b) Disminuye las pérdidas en la subárea y en el área, c) Aumenta la confiabilidad y d) Aumenta los perfiles de tensión.
Reducción de emisiones de CO2	Reduce las emisiones de CO2 debido a que aumenta la capacidad de generación no convencional en la subárea Huila – Tolima.
Reducción de DNA	Reduce la DNA en las subestaciones de Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.
Reducción de costos operativos	Reduce los costos operativos debido a que elimina la restricción Altamira - Florencia 115 kV.
Reducción de pérdidas	Reduce las pérdidas del área suroccidental en un 1,2%.

4.5.1.8 EE – 008. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia.

Nombre de la obra	Instalación de protecciones diferenciales redundantes en subestaciones de alto impacto
Código de la Obra	EE - 008
Proyecto propuesto- ALCANCE	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Primavera 500 KV San Carlos 500 KV Antioquia 500 KV Porce III 500 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	15 Meses

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Durante mantenimientos o indisponibilidades de la protección principal, se presentan restricciones de recuperación de la tensión, desconexión de inversores y desconexiones masivas de carga.

Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a fallas de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, así como durante la ejecución de mantenimientos.
Fortaleza de red	Disminución del impacto de fallas no despejadas en tiempos de protección principal
Reducción de DNA	Reduce la magnitud de la DNA frente a fallas de alto impacto.

4.5.1.9 EE – 009. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe.

Nombre de la obra	Instalación de protecciones diferenciales redundantes en subestaciones de alto impacto
Código de la Obra	EE - 009
Proyecto propuesto- ALCANCE	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Chinú 500 KV Cerromatoso 500 KV Sabanalarga 500 KV Sabanalarga 220 KV Bolívar 500 KV Sahagún 500 kV Bolívar 220 KV Copey 500 KV Tebesa 220 kV El Río 220 kV Termoflores 220 KV Nueva Barranquilla 220 KV Caracolí 220 kV Cartagena 220 KV Termocandelaria 220 KV El Copey 220 KV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	15 Meses

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Durante mantenimientos o indisponibilidades de la protección principal, se presentan restricciones de recuperación de la tensión, desconexión de inversores y desconexiones masivas de carga
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a fallas de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, así como durante la ejecución de mantenimientos.
Fortaleza de red	Disminución del impacto de fallas no despejadas en tiempos de protección principal
Reducción de DNA	Reduce la magnitud de la DNA frente a fallas de alto impacto.

4.5.1.10 EE – 010. Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental.

Nombre de la obra	Instalación de protecciones diferenciales redundantes en subestaciones de alto impacto
Código de la Obra	EE - 010
Proyecto propuesto- ALCANCE	Implementación de redundancia de esquemas de protección diferencial de barras en SE que tienen el mayor impacto en la operación estable y segura del SIN: Noroeste 230 KV Bacatá 230 KV La Mesa 230 KV La Guaca 230 KV Salitre 115 kV Torca 230 KV Veraguas 115 kV Paraíso 230 KV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	15 Meses

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Durante mantenimientos o indisponibilidades de la protección principal, se presentan restricciones de recuperación de la tensión, desconexión de inversores y desconexiones masivas de carga.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad y resiliencia del sistema frente a fallas de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, así como durante la ejecución de mantenimientos.
Fortaleza de red	Disminución del impacto de fallas no despejadas en tiempos de protección principal
Reducción de DNA	Reduce la magnitud de la DNA frente a fallas de alto impacto.

4.5.1.11 EE – 011. Repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación Salitre 115 kV, de 40 kA a 50 kA.

Nombre de la obra	Repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación Salitre 115 kV, de 40 kA a 50 kA.
Código de la Obra	EE - 011
Proyecto propuesto- ALCANCE	Cambio de los interruptores e infraestructura necesaria en la subestación Salitre 115 kV, para incrementar la capacidad de interrupción de esta en 10 kA adicionales.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Teniendo en cuenta que puede haber etapas de planeación, diseños de detalle, ejecución y puesta en servicio, sumado a posibles complicaciones por la criticidad de la subestación, el tiempo estimado del proyecto puede estar entre 30 y 48 meses.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	El aumento de la capacidad de interrupción de cortocircuito disminuye la necesidad de redespatch.
Reducción de nivel de corto (Protección de infraestructura) Repotenciación	Si bien no reduce la corriente de cortocircuito, que se encuentra aproximadamente en 42 kA, sí aumenta la capacidad de interrupción para dejar una capacidad remanente de alrededor de 8 kA.
Reducción de costos operativos	Al eliminar las restricciones por cortocircuito en la subestación Salitre 115 kV, aumenta el número de despachos seguros para el sistema, reduciendo las necesidades de redespatch.

4.5.1.12 EE – 012. Nuevo enlace a Corzo 500 kV.

Nombre de la obra	Enlace en 500 kV a la Subestación Corzo 500 kV
Código de la Obra	EE - 012
Proyecto propuesto- ALCANCE	Interconexión de las áreas operativas Oriental y Antioquia a través de un nuevo refuerzo en 500 kV, a través de la nueva línea de transmisión con llegada a Corso 500 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando los posibles desafíos que puede haber en la construcción de una nueva línea en 500 kV, el tiempo estimado de la construcción de dicho refuerzo puede estar entre 60 y 84 meses.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina las restricciones de tensión y sobrecargas causadas por la contingencia Bacatá - Primavera 500 kV, al convertirse en un nuevo refuerzo a nivel de 500 kV para el área Oriental.
Mejoramiento de confiabilidad	Aumenta el número de corredores de importación de energía del área Oriental, sumándose a Primavera - Bacatá 500 kV, Virginia - Nueva Esperanza 500 kV y Sogamoso - Norte 500 kV
Aumento de capacidad de transporte	Al ser otro refuerzo en 500 kV para el área oriental, los flujos sobre los enlaces existentes y aprobados se redistribuyen permitiendo un mejor aprovechamiento de la capacidad disponible. Adicionalmente, aumenta la capacidad de importación del área Oriental alrededor de 500 MW.
Control de tensión	Contribuye al control estático y dinámico en el STR del área Oriental, principalmente ante contingencias de los refuerzos en 500 kV.
Fortaleza de red	Aumenta el nivel de cortocircuito del área Oriental al interconectarla con el área Antioquia y su parque de generación.
Límites de importación del área	Aumenta la capacidad de importación de energía del área Oriental aproximadamente 500 MW, sumándose como un nuevo refuerzo a 500 kV, tal como Sogamoso-Norte, Virginia-Nueva Esperanza y Primavera-Bacatá.

Reducción de DNA	Elimina la desatención de demanda derivada de la contingencia Bacatá - Primavera 500 kV.
Reducción de costos operativos	Disminuye la necesidad de generación de seguridad al interior del área al aumentar los límites de importación.

4.5.1.13 EE – 013. Reactores de línea el doble circuito Guavio – Chivor 230 kV.

Nombre de la obra	Reactores de línea el doble circuito Guavio – Chivor 230 kV.
Código de la Obra	EE - 013
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de reactores serie fijos de 20 Ohms por circuito en la subestación Guavio 230 kV a la salida del doble circuito Guavio – Chivor 230 kV, que limiten los aportes de corrientes de cortocircuito procedentes desde la subestación Chivor 230 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando etapas de planeación, diseños preliminares, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y puesta en servicio, el tiempo estimado de ejecución podría estar entre 27 y 48 meses.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Disminuye los valores de cortocircuito en la subestación Guavio 230 kV en aproximadamente 45%, al aumentar la impedancia en el corredor que mayor aporte representa. Adicionalmente, al aumentar la impedancia del corredor, se mitiga la restricción por sobrecarga en escenarios de alta generación en Chivor y baja generación en Guavio.
Reducción de nivel de corto (Protección de infraestructura) Repotenciación	Disminuye los valores de cortocircuito en la subestación Guavio 230 kV en aproximadamente un 45%, al aumentar la impedancia en el corredor que mayor aporte representa, el doble circuito Chivor-Guavio 230 kV.

4.5.1.14 EE – 014. Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV.

Nombre de la obra	Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV
Código de la Obra	EE – 014
Proyecto propuesto- ALCANCE	Este proyecto consiste en la instalación de un tercer transformador 500/230/34.5 kV en la subestación Heliconia, el cual tendrá una capacidad de 360 MVA.

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

La Fecha de Puesta en Operación (FPO) de este proyecto se estima para el año 2027.

Observación: Esta obra requiere de un proyecto adicional para solucionar la restricción asociada con la sobrecarga de la línea Heliconia – Occidente 1 220 kV. Adicionalmente, se evidencia que con la conexión del proyecto se presenta una disminución leve en los valores de tensión de subestaciones cercanas a nivel de 220 kV y 500 kV, situación que se elimina al sacar de operación los reactores asociados a la subestación Heliconia 500 kV.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Con la conexión de este tercer transformador, se elimina la sobrecarga presentada en uno de los transformadores de Heliconia 500/230 kV ante la salida del otro; una condición que excede sus capacidades de emergencia desde 2027, debido a que llegan a valores superiores al 131%.
Mejoramiento de confiabilidad	Al contar con un tercer transformador en Heliconia 500/230 kV, se eliminan restricciones ante contingencias sencillas en los transformadores existentes, lo que mejora la confiabilidad de esta parte del sistema.
Límites de importación del área	Las restricciones por sobrecarga en uno de los transformadores de Heliconia 500/230 kV, provocadas por la salida del otro, reducen significativamente la capacidad de exportación de energía desde Antioquia, limitándola aproximadamente a 543 MW en escenarios de alta generación local y baja generación en las regiones del Caribe, Nordeste y en el área Suroccidental. Esta situación representa una disminución considerable frente a la capacidad nominal combinada de los dos transformadores, que corresponde a 900 MVA. Además, estas restricciones afectan también la capacidad de importación de energía hacia Antioquia en escenarios de baja generación local y alta generación en las regiones mencionadas. Esta situación se resuelve con la conexión del tercer transformador Heliconia 3 500/230 kV, el cual permite incrementar la exportación de potencia a 662 MW aproximadamente.
Reducción de costos operativos	Reduce los costos operativos debido a que elimina las restricciones de las sobrecargas en uno de los transformadores de Heliconia 500/230 kV ante la salida del otro.

4.5.1.15 EE -015. Segundo Transformador La Virginia 500/230 kV.

Nombre de la obra	Refuerzo Transformación La Virginia 500/230 kV - segundo transformador La Virginia 450 MVA 500/230 kV.
Código de la Obra	EE - 015
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación La Virginia.

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Mitiga las siguientes restricciones por sobrecarga: ● Alférez 1 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV. ● Alférez 2 500/230 kV / Alférez 1 500/230 kV. ● San Marcos 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV + Alférez 1 500/230 kV. Dichas restricciones se activan ante escenarios de alta importación de potencia por la red 500 kV del área Su-rocidental.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad para la atención de la demanda ante indisponibilidad por falla o mantenimiento del transformador La Virginia 500/230 kV . Evita ante indisponibilidad del transformador de La Virginia 500/230 kV se activen restricciones como la de sobrecarga de un transformador Alférez 500/220 kV ante contingencia del otro.
Control de tensión	A través del cambiador de tomas aumenta la capacidad en el control de tensión en nodos del área.

4.5.1.16 EE -016. Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV.

Nombre de la obra	Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV.
Código de la Obra	EE - 016
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación San Marcos.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina las siguientes restricciones por sobrecarga: ● Alférez 1 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV. ● Alférez 2 500/230 kV / Alférez 1 500/230 kV. ● San Marcos 500/230 kV / Alférez 2 500/230 kV + Alférez 1 500/230 kV. Dichas restricciones se activan ante escenarios de alta importación de potencia por la red 500 kV del área Suroccidental.

Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad para la atención de la demanda ante indisponibilidad por falla o mantenimiento del transformador La San Marcos 500/230 kV. Evita ante indisponibilidad del transformador de La Virginia 500/230 kV se activen restricciones como la de sobrecarga de un transformador Alférez 500/220 kV ante contingencia del otro.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de importación de potencia del área suroccidental a través de la red 500 kV
Control de tensión	A través del cambiador de tomas aumenta la capacidad en el control de tensión en nodos del área
Límites de importación del área	Aumenta la capacidad de importación de potencia del área suroccidental a través de la red 500 kV

4.5.1.17 EE -017. Segundo transformador Páez 220/115 kV.

Nombre de la obra	Segundo transformador Páez 220/115 kV
Código de la Obra	EE - 017
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un segundo transformador en la subestación Páez 220/115 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad para la atención de la demanda y facilita las labores de mantenimiento sobre los bancos de transformación.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la importación de la subárea Cauca – Nariño, en condición de red completa y frente a mantenimientos en la infraestructura.
Fortaleza de red	Al reducir la impedancia de la transformación Páez 230/115 kV aumenta el aporte de cortocircuito a nodos de la subárea Cauca Nariño.

4.5.1.18 EE -018. Segundo Transformador San Bernardino 220/115 kV.

Nombre de la obra	Segundo transformador San Bernardino 220/115 kV
Código de la Obra	EE - 018
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un segundo transformador en la subestación San Bernardino 220/115 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Mitiga las restricciones: ● Jamondino – Catambuco 115 kV / Jamondino – Pasto 115 kV ● Jamondino 1 230/115 kV / Jamondino 2 230/115 kV ● Jamondino 2 230/115 kV / Jamondino 1 230/115 kV Restricciones que se activan ante un escenario de baja generación en recursos menores al interior de la subárea Cauca – Nariño, y alta generación de los recursos Betania, Quimbo e importación de potencia desde Ecuador.
Mejoramiento de confiabilidad	Ante indisponibilidad por falla o mantenimiento del transformador Páez 220/115 kV se activan restricciones como es la sobrecarga del circuito Pance – Jamundí 115 kV ante contingencia del transformador Páez 230/115 kV . Por lo que contar con un segundo autotransformador mejora la confiabilidad para la atención de la demanda y facilita las labores de mantenimiento sobre los bancos de transformación.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la importación de las sub área Cauca – Nariño, en condición de red completa y frente a mantenimientos en la infraestructura.
Fortaleza de red	Al reducir la impedancia de la transformación San Bernardino 230/115 kV aumenta el aporte de cortocircuito a nodos de la subárea Cauca Nariño.

4.5.1.19 EE -019. Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV.

Nombre de la obra	Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV
Código de la Obra	EE - 019
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de segundos transformadores Cerromatoso 360 MVA 500/230 kV y Chinú 450 MVA 500/230 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad para la atención de la demanda ante indisponibilidad por falla o mantenimiento del transformador Chinú 500/230 kV o Cerromatoso 500/230 kV

Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la importación de las subárea Cerromatoso y Córdoba - Sucre, en condición de red completa y frente a mantenimientos en la infraestructura
Fortaleza de red	Al reducir la impedancia de los transformadores Cerromatoso 360 MVA 500/230 kV y Chinú 450 MVA 500/230 kV aumenta el aporte de cortocircuito a nodos de la subárea Córdoba - Sucre
Reducción de DNA	Reducción de DNA frente a mantenimientos de la infraestructura
Reducción de costos operativos	Reducción de requerimientos de seguridad al interior de la red de Cerromatoso y Córdoba - Sucre

4.5.1.20 EE -020. Nueva subestación Almendros 220/110 kV.

Nombre de la obra	Nueva subestación Almendros 220/110 kV
Código de la Obra	EE - 020
Proyecto propuesto- ALCANCE	Refuerzo STR en la Guajira - Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) e incluye las siguientes obras complementarias: •Doble transformación Almendros 220/110 kV. La propuesta contempla el seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 4 y 5 años de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina la restricción Cuestecitas 6 220/110 kV \ Cuestecitas 7 220/110 kV para el año 2030
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad en la subárea GCM en las subestaciones atendidas a través de la SE Cuestecitas 110 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la demanda atendible de las subestaciones que se conectan a través de la SE Cuestecitas 110 kV.
Fortaleza de red	Aumenta la corriente de cortocircuito en las SE Cuestecitas 110 kV, Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV al enmallar la red.
Reducción de DNA	Al eliminar la restricción y aumentar la capacidad de transporte, se evita la desconexión de cargas para la operación segura del sistema

4.5.1.21 EE -021. Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV.

Nombre de la obra	Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV
-------------------	--

Código de la Obra	EE - 021
Proyecto propuesto- ALCANCE	Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 36 meses de tiempo de ejecución

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina restricción Sobrecarga Cuestecitas 500/230 kV 1 en red completa en el año 2032 Nueva restricción Cuestecitas 500/230 kV 1/ Cuestecitas 500/230 kV 2.
Mejoramiento de confiabilidad	Evita restricción de generación de los recursos conectados en Colectora 500 kV y Cuestecitas 500 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Aumenta la capacidad de transporte de los recursos conectados en Colectora 500 kV y Cuestecitas 500 kV hasta 600 MW.
Fortaleza de red	Aumenta la corriente de cortocircuito en las SE Cuestecitas 220 kV, Cuestecitas 110 kV, Riohacha 110 kV y San Juan 220 kV al disminuir la impedancia entre las SE Cuestecitas 500 kV y Cuestecitas 220 kV.
Reducción de emisiones de CO2	Elimina restricción que limita la generación eólica a instalar en la red de 500 kV de GCM.

4.5.1.22 EE -022. Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV.

Nombre de la obra	Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV
Código de la Obra	EE - 022
Proyecto propuesto- ALCANCE	Tercer transformador 220/115/13.8 kV 90 MVA en la subestación Sabanalarga.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	La obra elimina la restricción por sobrecarga: ● Sabana 9 220/115 kV / Sabana 1 220/110 kV
Eliminación de radialidades	Elimina la radialidad de la carga lod SABANA_7.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora confiabilidad en la carga lod SABANA_7. Facilita los trabajos de mantenimiento en los transformadores.
Fortaleza de red	Aumenta la fortaleza en subestaciones cercanas.

4.5.1.23 EE -023. Tercer transformador La Loma 500/110 kV.

Nombre de la obra	Tercer transformador La Loma 500/110 kV
Código de la Obra	EE - 023
Proyecto propuesto- ALCANCE	Tercer transformador 500/110 kV de 150 MVA en la subestación La Loma para área Caribe.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina las siguientes restricciones: ● Sobrecarga en red completa de los transformadores La Loma 1 y 2 500/110 kV. ● La Loma 1 110/500 kV / La Loma 2 110/500 kV. ● La Loma 2 110/500 kV / La Loma 1 110/500 kV.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad al evitar la sobrecarga de los transformadores existentes tanto en red completa como ante contingencia de uno de ellos.
Aumento de capacidad de transporte	Incrementa la importación al área GCM a través de La Loma 500 kV en periodos nocturnos y permite la exportación de potencia de los recursos IGB durante los periodos de sol.
Reducción de emisiones de CO2	El aprovechamiento de la capacidad instalada de fuentes renovables no convencionales permite desplazar generación con mayor impacto en las emisiones de CO2.
Reducción de costos operativos	Al permitir un mejor aprovechamiento de fuentes renovables no convencionales previstos a conectarse en la subárea GCM, podría desplazar recursos de generación más costosos para la operación.

4.5.1.24 EE -024. Tercer Transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.

Nombre de la obra	Tercer transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.
Código de la Obra	EE - 024
Proyecto propuesto- ALCANCE	Con el propósito de incrementar los límites de importación y de exportación de potencia eléctrica del área Caribe, se propone la instalación de un tercer transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Entre 24 y 30 meses de tiempo de ejecución.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Se disminuye la cargabilidad de los transformadores 500/230/34.5 kV de la subestación Ocaña ante la indisponibilidad del transformador paralelo del 81% al 40.5%, aproximadamente.
Mejoramiento de confiabilidad	Se evita la reducción de los límites de intercambio de potencia eléctrica entre el área Caribe y el resto del SIN ante la salida de una unidad de transformación 500/230/34.5 kV de la subestación Ocaña. Según los análisis sin este tercer transformador, la exportación del área caribe quedaría limitada a valores entre 3100 MW y 3500 MW.
Aumento de capacidad de transporte	Se aumenta la capacidad de intercambio de potencia eléctrica entre el área Caribe y el resto del SIN a valores superiores a 3500 MW ante la salida de una unidad de transformación de 500/230/34.5 kV en la subestación Ocaña.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión de las subestaciones del área de impacto en valores que oscilan entre 0.01 PU y 0.06 PU.
Fortaleza de red	Mejora las tensiones de las subestaciones presentes en la zona de influencia y disminuye las cargabilidades de algunos elementos de la red, como se describió anteriormente.
Límites de importación del área	Se evita la reducción de los límites de intercambio de potencia eléctrica entre el área Caribe y el resto del SIN, permitiendo intercambios superiores a 3500 MW.
Reducción de emisiones de CO ₂	Con la entrada del proyecto se podría exportar mayor cantidad de energía limpia de tipo fotovoltaica hacia el resto del SIN, reduciendo el uso de energías térmicas que involucran una mayor cantidad de emisión de agentes contaminantes al ambiente.
Reducción de DNA	Con la instalación de este transformador se incrementan los niveles de exportación del área caribe por encima de 3500 MW, permitiendo la atención de la demanda instalada en zonas lejanas y disminuyendo la DNA del sistema.
Reducción de costos operativos	Con la entrada del proyecto se podría exportar mayor cantidad de energía económica de tipo fotovoltaica hacia el resto del SIN, reduciendo el uso de energías térmicas que requieren una mayor inversión económica para su generación.

4.5.1.25 EE -026. Segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV.

Nombre de la obra	Segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV.
Código de la Obra	EE – 026

Proyecto propuesto- ALCANCE	Con el propósito de eliminar las radialidades de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV, se propone la construcción del segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Considerando el uso de servidumbres existentes, no se requieren licencias ambientales. El tiempo de ejecución estimado es de 1 año, con una FPO propuesta para finales de 2028.

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Al eliminar las radialidades, se evita la posible desconexión de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV, así como sus cargas asociadas.
Eliminación de radialidades	Se eliminan las radialidades de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.
Mejoramiento de confiabilidad	Al eliminar las radialidades, se tiene un segundo circuito de suministro de energía que evita la posible desconexión de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV ante la indisponibilidad de una de las líneas que las alimenta.
Aumento de capacidad de transporte	Se duplica la capacidad de transporte de energía hacia las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV en red completa y evita la desconexión de estas en escenarios de contingencia N-1 de las líneas alimentadoras.
Fortaleza de red	Mejoran las tensiones de las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV, se duplican los límites de alimentación de dichas subestaciones y disminuyen las cargabilidades de las líneas ante escenarios de alta demanda.
Límites de importación del área	Se duplican los límites de suministro eléctrico a las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV.
Reducción de DNA	Al eliminar las radialidades, se evita la desatención de la demanda en las subestaciones Pitalito 115 kV, Florencia 115 kV y Doncello 115 kV por la indisponibilidad de las líneas que las alimentan. Adicionalmente, se incrementa al doble la capacidad para atender nueva demanda en dichas subestaciones.

4.5.1.26 EE -027. Complemento La Paz.

Nombre de la obra	Complemento La Paz.
Código de la Obra	EE - 027

Proyecto propuesto- ALCANCE	Debido a las altas tensiones que se presentan en las subestaciones de Arauca ante la contingencia La Paz – Caño Limón 230 kV, XM propone junto con la incorporación de la SE La Paz STN/STR la siguiente alternativa a evaluar. A1: Segundo circuito La Paz – Caño Limón 230 kV (100m)
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Teniendo en cuenta los posibles tiempos de ejecución de la obra, se propone una fecha de entrada en operación en el año 2028

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Reducción de las restricciones por subtensión en 8 subestaciones de la subárea Arauca ante contingencias sencillas. Con la implementación de la obra se observa un perfil de tensiones con valores de entre 1.01 y 1.03 p.u.
Eliminación de radialidades	Elimina la radialidad de la subestación Caño Limón 220 kV.
Aumento de capacidad de transporte	Se agrega un corredor adicional aumentando la capacidad de transporte.
Control de tensión	Mejora los perfiles de tensión de las subestaciones del área de impacto.
Fortaleza de red	Aunque no mitiga las restricciones por cargabilidad, si las disminuye.
Reducción de DNA	La alternativa permite atender la DNA ante la salida del primer circuito.
Reducción de pérdidas	Reduce perdidas por restricciones.

5. IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y SOLUCIONES DE INFRAESTRUCTURA

5.1 Implementación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) para la mitigación de restricciones del sistema y desplazamiento de inversión en nuevos activos de transmisión - Resolución CREG 098 de 2019.

En respuesta a los crecientes desafíos que enfrenta el sistema eléctrico debido al incremento de la demanda y las limitaciones en la expansión de infraestructura de transmisión, se hace necesario implementar mecanismos y soluciones que permitan brindar soluciones flexibles y

que se puedan instalar en el corto plazo para atender a las necesidades del sistema. La Resolución CREG 098 de 2019 surge como un elemento facilitador crucial para la implementación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB), proporcionando un marco regulatorio que permite su instalación como medida para mitigar restricciones en el corto plazo y posponer la necesidad de inversiones en nuevas infraestructuras de transmisión. Esta estrategia no solo busca aliviar temporalmente las restricciones del sistema, sino que también apunta a una reducción de costos operativos y de inversión en activos de transmisión a largo plazo.

Los SAEB, implementados bajo esta regulación, se consideran soluciones intermedias. Mientras que abordan eficazmente las restricciones actuales, su efectividad se verá gradualmente reducida a medida que la demanda crezca y la capacidad de transporte existente se vea más limitada. Por tanto, aunque los SAEB ofrecen una solución rápida y efectiva en el corto plazo, es imperativo proceder con el desarrollo de soluciones estructurales que puedan demorar más tiempo en implementarse pero que ofrecerán una resolución a largo plazo a los problemas de capacidad.

En colaboración con XM, se han identificado instalaciones de SAEB que atenderán situaciones críticas muy específicas dentro del sistema, las cuales se detallarán en la siguiente sección.

5.1.1 Obras Candidatas

5.1.1.1 SAEB -001. SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá.

Nombra de la obra	SAEB - Ubate y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá
Código de la Obra	SAEB - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	SAEB de 40 MVA en la subestación Ubate y SAEB de 40 MVA en la subestación TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	2 - 3 años

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Modifica: Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área
Eliminación de radialidades	Mejora la confiabilidad de la sabana norte de Bogotá.
Aumento de capacidad de transporte	Permiten aumentar la capacidad de importación de la Sabana Norte de Bogotá, disminuyendo la dependencia de generación interna.
Control de tensión	Mejora la respuesta de tensión en la Sabana Norte y disminuye la dependencia de la generación térmica del área
Fortaleza de red	Los equipos se especifican con tecnología grid forming, con lo cual aportan a los niveles de inercia y corto circuito.

Límites de importación del área	Aumento de la capacidad de importación del área oriental.
Reducción de emisiones de CO ₂	Disminuye la dependencia de las térmicas del área, que generan mayores emisiones
Reducción de DNA	Evita DNA por bajas tensiones y sobrecargas en la Sabana Norte de Bogotá
Reducción de costos operativos	Disminuye costos asociados a generación por seguridad en la Sabana Norte de Bogotá

5.1.1.2 SAEB – 002. Mompox 115 kV.

Nombre de la obra	SAEB - Mompox 115 kV
Código de la Obra	SAEB - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 20 MW / 80 MWh en la subestación Mompox 115 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	2 - 3 años

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Instalar este dispositivo en la subestación Mompox para disminuir las cargabilidades pico en un 34.46% de los circuitos Chinú - Since - Magangué - Mompox los cuales actualmente se identifican como una restricción del sistema, toda vez que se han evidenciado escenarios en los cuales estos se sobrecargan. Adicionalmente, gestionar la demanda por medio de los SAEB permite mitigar las subtensiones en presentadas en la subestación Mompox 115 kV aumentando en 0.12 p.u. las tensiones de la misma.
Aumento de capacidad de transporte	Realizar la gestión de la demanda de manera local en puntos críticos como Mompox, permitiendo que los activos principales que abastecen diferentes regiones de Córdoba - Sucre, como lo son los transformadores de Chinú 500/110 kV disminuyan sus cargabilidades en un 5% debido a una disminución en la demanda neta pico para el corredor Chinú - Since - Magangué - Mompox.
Control de tensión	Permitir a los SAEB atender la demanda de manera local en las horas pico, reduciendo la demanda neta percibida desde el sistema y, por ende, disminuyendo las caídas de tensión en los corredores que alimentan dichas cargas, específicamente se evidencia un aumento en 0.12 p.u. en las tensiones del corredor Since - Magangué - Mompox
Límites de importación del área	Usar los SAEB para gestionar la demanda y mejorar los perfiles de tensión en la subestación Mompox, permitiendo aumentar los límites de importación de la región Caribe, dado que las bajas tensiones en esta subestación son una de las causas que actualmente limitan la capacidad de importación del área.

Reducción de emisiones de CO2	Permitir que los SAEB disminuyan las unidades de seguridad destinadas a gestionar puntos críticos del sistema, como la subestación Mompox, y en particular disminuir también las emisiones de CO2 en el área Caribe, toda vez que las unidades de seguridad de esta área son térmicas.
Reducción de DNA	Permitir que el SAEB de Mompox gestione la demanda en el corredor de Chinú - Since - Magangué - Mompox, brindando al operador del sistema la capacidad de maniobrar para mantenerse por debajo de la Máxima Demanda Atendible (DMA) y así eliminar los riesgos de desatención de la demanda, ya sea por sobrecargas en la infraestructura de transporte o por subtensiones. Esta gestión de la demanda eliminaría temporalmente 3.1 GWh/año de DNA en la región.
Reducción de costos operativos	Permitir que los SAEB disminuyan las unidades de seguridad destinadas a gestionar puntos críticos del sistema, como la subestación Mompox, y a su vez reducir los costos operativos asociados con forzar dichas unidades de generación que generalmente están por fuera de mérito en el despacho ideal.
Reducción de pérdidas	Disminuir la demanda neta que observaría el sistema, gracias a la gestión de los SAEB, resultando en una disminución de pérdidas de 3.4 MW en la subárea de Córdoba - Sucre para el periodo de máxima demanda.

5.1.1.3 SAEB – 003. SAEB -Doncello 115 kV.

Nombre de la obra	SAEB - Doncello 115 kV
Código de la Obra	SAEB - 003
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 20 MW / 100 MWh en la subestación Doncello 115 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	2 - 3 años

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Instalar este dispositivo en la subestación Doncello permite disminuir las cargabilidades pico en un 26.1% de los circuitos Altamira - Florencia - Doncello los cuales actualmente se identifican como una restricción del sistema, toda vez que se han evidenciado escenarios en los cuales estos se sobrecargan. Adicionalmente, gestionar la demanda por medio de los SAEB permite aumentar los niveles de tensión de las subestaciones Florencia y Doncello en 0.05 p.u.

Aumento de capacidad de transporte	Realizar la gestión de la demanda de manera local en puntos críticos como Doncello, permitiendo que los activos principales que abastecen diferentes regiones de Huila - Tolima, como lo son los transformadores de Altamira 220/115 kV disminuyan sus cargabilidades en un 6.4% debido a una disminución en la demanda neta pico para el corredor Altamira - Florencia - Doncello.
Control de tensión	Permitir a los SAEB atender la demanda de manera local en las horas pico, reduciendo la demanda neta percibida desde el sistema y, por ende, disminuyendo las caídas de tensión en los corredores que alimentan dichas cargas.
Reducción de DNA	Permitir que el SAEB de Doncello gestione la demanda en el corredor de Altamira - Florencia - Doncello, brindando al operador del sistema la capacidad de maniobrar para mantenerse por debajo de la Máxima Demanda Atendible (DMA) y así eliminar los riesgos de desatención de la demanda, ya sea por sobrecargas en la infraestructura de transporte o por subtensiones. Esta gestión de la demanda eliminaría temporalmente 0.2 GWh/año de DNA en la región.
Reducción de pérdidas	Disminuir la demanda neta que observaría el sistema, gracias a la gestión de los SAEB, resultando en una disminución de pérdidas de 0.4 MW en la subárea de Huila - Tolima para el periodo de máxima demanda.

5.1.1.4 SAEB – 004. Buchely 115 kV.

Nombre de la obra	SAEB - Buchely 115 kV
Código de la Obra	SAEB - 004
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 10 MW / 40 MWh en la subestación Buchely 115 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	2 - 3 años

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Instalar este dispositivo en la subestación Buchely permite disminuir las cargabilidades pico en un 32% de los circuitos Jardinera - Junín - Buchely los cuales actualmente se identifican como una restricción del sistema. Adicionalmente, gestionar la demanda por medio de los SAEB permite aumentar los niveles de tensión de las subestaciones Junín y Buchely en 0.09 p.u.
Control de tensión	Permitir a los SAEB atender la demanda de manera local en las horas pico, reduciendo la demanda neta percibida desde el sistema y, por ende, disminuyendo las caídas de tensión en los corredores que alimentan dichas cargas.

Reducción de DNA	Permitir que el SAEB de Doncello gestione la demanda en el corredor de Jardinera - Junín - Buchely, brindando al operador del sistema la capacidad de maniobrar para mantenerse por debajo de la Máxima Demanda Atendible (DMA) y así eliminar los riesgos de desatención de la demanda, ya sea por sobrecargas en la infraestructura de transporte o por subtensiones.
Reducción de pérdidas	Esta gestión de la demanda eliminaría temporalmente 1.4 GWh/año de DNA en la región. Disminuir la demanda neta que observaría el sistema, gracias a la gestión de los SAEB, resultando en una disminución de pérdidas de 3 MW en la subárea de Cauca - Nariño para el periodo de máxima demanda.

5.1.1.5 SAEB – 005. La Loma 110 kV.

Nombre de la obra	SAEB - La Loma 110 kV
Código de la Obra	SAEB - 005
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (SAEB) de 150 MW / 150 MWh en la subestación La Loma 110 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	2 - 3 años

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Instalar este dispositivo en la subestación La Loma permite disminuir las cargabilidades pico en un 80% de los transformadores de La Loma 500/110 kV ante la contingencia del transformador paralelo.
Reducción de costos operativos	Los SAEB en la Loma permiten realizar una mejor gestión de la energía entregada por las fuentes renovables no convencionales, lo que posibilita un mayor uso de las mismas y por ende una reducción de los costos de operación del sistema.
Reducción de pérdidas	Disminuir la demanda neta que observaría el sistema, gracias a la gestión de los SAEB, resultando en una disminución de pérdidas de 0.4 MW en la subárea de Huila - Tolima para el periodo de máxima demanda.

La implementación de las baterías propuestas no solo facilita la gestión de la demanda en puntos críticos, sino que también ofrece la posibilidad de continuar prestando servicios adicionales como arbitraje de energía, regulación de tensión y frecuencia, además de aumentar la firmeza de muchas fuentes renovables no convencionales. Es imprescindible que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) actualice el marco normativo de estas tecnologías para maximizar las capacidades que ofrecen los SAEB y, a su vez, permitir que su instalación genere más beneficios para el sistema.

Dado que la implementación de estas soluciones puede agotarse rápidamente, es necesario considerar la posibilidad de implementar soluciones móviles para que estos dispositivos puedan ser trasladados a otros puntos del sistema, una vez la solución estructural permita relevar los efectos de dicho dispositivo. Este tipo de soluciones permitiría utilizar los recursos de manera flexible.

5.2 Dispositivos de control de flujo de potencia

El control de flujo de potencia es esencial en los sistemas eléctricos modernos para garantizar la eficiencia, estabilidad, confiabilidad y funcionamiento óptimo de la red. A medida que la generación y la demanda aumentan, las redes eléctricas se vuelven más complejas y el uso de dispositivos de control de flujo de potencia se han convertido en una solución clave. Estos dispositivos permiten manejar de manera eficiente las rutas de energía dentro de una red, optimizando su uso y reduciendo las pérdidas; además este tipo de dispositivos han ganado relevancia en los últimos años debido a la creciente incorporación de fuentes de energía renovable y la necesidad de tener redes más flexibles. Los principales objetivos de los dispositivos de control de flujo se pueden resumir en:

- Mejorar la estabilidad del sistema, manteniendo el equilibrio entre generación y carga, evitando altas cargabilidades en las redes.
- Reducir las pérdidas de transmisión, optimizando el uso de las redes eléctricas del sistema.
- Gestionar flujos no deseados, mitigando flujos de carga paralelos no controlados que afectan la eficiencia del sistema.
- Integrar energías renovables, facilitando la entrada de generación no convencional flexibilizando la red.

Los dispositivos de control de flujo de potencia se pueden clasificar en dos categorías principales: los tradicionales y los basados en tecnología FACTS del inglés Flexible AC Transmission Systems (Sistemas de transmisión AC flexibles).

5.2.1 Dispositivos tradicionales

● Transformadores desfasadores (Phase Shifting Transformers - PSTs)

Función: Se usa comúnmente para controlar el ángulo de fase de la tensión de un sistema de energía sin cambiar la frecuencia o magnitud de la tensión.

Aplicaciones: Es utilizado generalmente para controlar el flujo de potencia entre dos grandes sistemas de potencia independientes y para equilibrar la carga cuando los sistemas de potencia están conectados entre sí en más de un punto

● Reactores limitadores de corriente:

Función: Modifican las características de la línea para gestionar la impedancia y el flujo de potencia.

Aplicaciones: Se utilizan principalmente para aumentar la impedancia en el lugar correcto a fin de limitar las corrientes de cortocircuito y/o controlar el equilibrio de carga entre líneas paralelas.

● Interruptores de conmutación:

Función: Son dispositivos eléctricos utilizados en sistemas de transmisión para controlar, dirigir o desconectar el flujo de energía eléctrica en la red.

Aplicaciones: Facilitar la conexión de fuentes no convencionales de energía como la energía solar o eólica.

5.2.2 Dispositivos basados en FACTS

Los sistemas FACTS emplean electrónica de potencia para proporcionar un control dinámico y rápido:

● Compensadores Estáticos de Reactivos (Static VAR Compensators - SVCs)

Función: Son dispositivos que pueden controlar de manera rápida y confiable los voltajes de línea. Un SVC normalmente regulará y controlará el voltaje hasta el punto de ajuste requerido en condiciones normales de operación e incluso ante contingencia y, por lo tanto, proporcionará una respuesta rápida y dinámica de potencia reactiva después de contingencias del sistema.

Aplicaciones: Se utilizan generalmente para aumentar la tensión en algunas barras del sistema, para aumentar la capacidad de transporte de una línea, para reducir las pérdidas del sistema o para evitar altas cargabilidades en las redes.

Compensador Serie Controlado por Tiristores (Thyristor Controlled Series Capacitors - TCSCs)

Función: Proporciona una compensación capacitiva en serie variable mediante el control del ángulo de disparo (o retardo) del tiristor. Como consecuencia, una TCSC con una potencia nominal de alrededor de 100 Mvar permite interconectar redes con una capacidad de generación de miles de megavatios.

Aplicaciones: Control del flujo de potencia, estabilidad dinámica y transitoria, estabilidad de tensión y amortiguación de las oscilaciones causadas por la resonancia subsíncronica.

Compensador Estático Síncrono (Static Synchronous Compensator - STATCOM)

Función: Es un dispositivo de electrónica de potencia utilizado para mejorar la estabilidad y controlar la calidad de la energía eléctrica en sistemas de transmisión y distribución.

Función: Se utiliza principalmente para corregir problemas de voltaje. También para mantener la estabilidad del sistema eléctrico y mejorar la capacidad de carga de las líneas de transmisión.

SSSC (Static Series Switch Capacitor) y MSSSC (Modular Smartvalve Static Series Switch Capacitor)

Función: Inyecta un voltaje en cuadratura con la corriente de línea para sintetizar una reactancia capacitiva o inductiva.

Aplicaciones: resuelve rápidamente cuellos de botella y otros problemas de la red para crear capacidad adicional y respaldar el uso optimizado de la red existente, eliminando altas cargabilidades en las líneas de transmisión.

Controlador de Flujo de Potencia Unificado (Unified Power Flow Controller - UPFC)

Función: Es el dispositivo FACTS más avanzado, capaz de controlar simultáneamente el flujo de potencia activa y reactiva, el voltaje y el ángulo de fase.

Aplicaciones: Es utilizado generalmente para controlar la potencia transmitida a través de líneas individuales de la red, para controlar el flujo de potencia entre dos grandes sistemas de potencia independientes y para elevar los perfiles de tensión en la red.

5.2.3 Obras candidatas

5.2.3.1 FACTS -001. SSSC en el circuito Sierra – San Carlos 230 kV

El circuito La Sierra – San Carlos 230 kV experimenta sobrecarga en condiciones de baja generación en la subárea de Antioquia y alta generación en las demás subáreas, particularmente en un escenario de demanda media. Este fenómeno se debe a la contribución de los proyectos fotovoltaicos cercanos a la subestación La Sierra, así como a la generación en Sierra Vapor y Centro Gas.

Si bien los dispositivos FACTS ayudan a mitigar la alta cargabilidad del circuito La Sierra – San Carlos 230 kV, es fundamental tener precaución al instalar los SSSCFACTS en este circuito. Su implementación provoca un desvío de potencia hacia el transformador tridevanado La Sierra 230/115/46, incrementando su cargabilidad al 94% en condiciones normales de operación y hasta un 107% bajo la contingencia del circuito La Sierra – Primavera 230 kV.

Nombre de la obra	SSSC en el circuito San Carlos – La Sierra 230 kV
Código de la Obra	FACTS - 001
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalar tecnología SSSC en el circuito San Carlos – La Sierra 230 kV para disminuir la cargabilidad en condición normal de operación y cumplir la normativa ante contingencias sencillas N-1.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Año 2027

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina la restricción San Carlos – La Sierra 230 kV
Reducción de pérdidas	Reduce las pérdidas de la subárea Antioquia en un 5,6%

5.2.3.2 FACTS -002. SSSC en el circuito Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV

El anillo formado por las subestaciones Cartago, Zarzal y La Unión a 115 kV, en la subárea del Valle, presenta altos niveles de cargabilidad ante contingencias simples como las ocurridas en los tramos Cartago–Zarzal 115 kV, Zarzal–La Unión 115 kV y Cartago–La Unión 115 kV. Para mitigar estas sobrecargas, se propone la instalación de dispositivos SSSC en los circuitos Zarzal–Cartago 115 kV y Zarzal–La Unión 115 kV, logrando una reducción efectiva de las cargas excesivas provocadas por dichas contingencias.

Nombre de la obra	SSSC en el circuito Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV
Código de la Obra	FACTS - 002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalar tecnología SSSC en el circuito Zarzal – Cartago 115 kV y Zarzal - La unión 115 kV para mitigar las altas cargabilidades ante contingencias sencillas N-1.
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Año 2027

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina la restricción Zarzal – Cartago 115 kV y Zarzal – La Unión 115 kV ante contingencia sencilla N-1.

5.3 Compensadores Síncronos rotativos en el Sistema de Transmisión Nacional

Un condensador síncrono rotativo se asemeja fundamentalmente a un generador conectado al sistema, pero sin inyección de potencia activa ni consumo de combustible primario. Su respuesta dinámica es similar a la de los generadores síncronos. Mediante la excitación del campo y un regulador de voltaje, puede ajustar automáticamente la potencia reactiva, brindando control sobre la magnitud de tensión en el nodo de conexión. Frente a fallas en la red, estos equipos contribuyen con corrientes de cortocircuito e inercia real, lo que supone una oposición natural a las perturbaciones tanto de voltaje como de frecuencia. Los condensadores síncronos abordan diversos desafíos que enfrenta el sistema eléctrico colombiano ante la creciente penetración de generadores basados en inversores - IBR, los cuales, por su naturaleza, no pueden aportar corrientes e inercia real al sistema; La disminución en el aporte de potencia de cortocircuito y inercia del sistema puede generar problemas severos de estabilidad y calidad para la atención de la demanda, de ahí la importancia de mantener niveles de fortaleza adecuados, que garanticen estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje y la calidad de la forma de onda. Su despliegue permite que el sistema opere de manera estable, posibilitando así avanzar en el proceso de descarbonización e inserción de más energía renovable, sin comprometer la seguridad y la estabilidad del SIN.

La instalación de compensadores síncronos ofrece una serie de beneficios clave, ya que estas máquinas eléctricas proporcionan soporte dinámico tanto en términos de potencia reactiva como de estabilidad del sistema en especial en sistemas eléctricos débiles. A continuación, se explican los beneficios principales:

-Soporte de voltaje

Los compensadores síncronos son fuentes controlables de potencia reactiva que pueden:

- Inyectar potencia reactiva para elevar la tensión en la red cuando esta cae.
- Absorber potencia reactiva para reducir la tensión en caso de sobretensiones.

Esto es especialmente importante en redes débiles, donde las fluctuaciones de voltaje pueden ser severas debido al bajo SCR (Short Circuit Ratio). Donde el beneficio destacable es la mejora la estabilidad de voltaje, reduciendo el riesgo de colapsos de voltaje o sobretensiones.

-Contribución de inercia síncrona

A diferencia de los dispositivos estáticos que suministran potencia reactiva como STATCOM o SVC, los compensadores síncronos tienen una masa rotatoria que almacena energía cinética. Esto les permite proporcionar:

- Soporte de inercia: La energía cinética almacenada en el rotor ayuda a mitigar las fluctuaciones de frecuencia tras perturbaciones en el sistema.
- Amortiguación de oscilaciones de frecuencia: Proveen una respuesta más estable durante cambios súbitos en la carga o generación.

Esto se puede apreciar en los sistemas débiles, que es aquel que presenta una vulnerabilidad significativa ante perturbaciones o cambios en sus condiciones operativas. Esto significa que pequeñas variaciones en las entradas o en el entorno pueden provocar respuestas desproporcionadas o incluso el colapso del sistema. En particular los sistemas eléctricos débiles se caracterizan por su baja inercia, baja capacidad de corto circuito, su alta impedancia y su poca regulación de tensión.

Los compensadores permiten mejorar la estabilidad de frecuencia, especialmente en sistemas débiles con baja inercia debido a una alta penetración de generación renovable.

-Resiliencia frente a redes débiles y fluctuaciones

En redes débiles, las variaciones de carga o generación tienen un impacto mayor en la estabilidad del sistema. Los compensadores síncronos pueden:

1. Responder dinámicamente a fluctuaciones rápidas en el flujo de potencia.
2. Actuar como puntos de anclaje para la red, estabilizando las condiciones operativas.

Los compensadores aumentan la resiliencia y reducen la sensibilidad de la red frente a perturbaciones.

-Compatibilidad con renovables

En sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables (eólica o solar), los compensadores síncronos complementan a la generación renovable al proporcionar inercia y soporte de potencia reactiva, que los generadores basados en inversores, como aerogeneradores o plantas solares, o están limitados o no pueden ofrecer por sí mismos, es decir, facilitan la integración de energías renovables en redes débiles, mejorando la estabilidad del sistema.

-Reducción de la dependencia de otros equipos

Los compensadores síncronos pueden sustituir parcial o totalmente a dispositivos de compensación reactiva estática y dinámica, como:

- Unidades de seguridad con mínimos técnicos asociados
- Bancos de capacitores.
- Reactores.
- Compensadores estáticos (SVC).

Al combinar soporte dinámico de voltaje y contribución de inercia, los compensadores síncronos pueden cubrir múltiples funciones con un solo equipo. Esto posibilita la reducción de costos y complejidad operativa al disminuir la necesidad de dispositivos adicionales.

-Respuesta dinámica superior

Debido a su diseño y control avanzado, los compensadores síncronos tienen una capacidad de respuesta muy rápida para:

- Ajustar el flujo de potencia reactiva en tiempo real.
- Proveer estabilidad durante contingencias como fallas en líneas, variaciones de carga o desconexiones de generación.

El beneficio latente es la mejora la estabilidad dinámica y la capacidad del sistema para responder a contingencias.

-Flexibilidad operativa

Los compensadores síncronos pueden operar en un amplio rango de condiciones:

- En redes conectadas al sistema eléctrico principal.
- En redes “isla” o áreas remotas desconectadas.

En consecuencia, los compensadores pueden proveer mayor flexibilidad para estabilizar redes débiles en diversas configuraciones y condiciones.

5.3.1 Obras candidatas

En particular de acuerdo con los análisis suministrados por XM y la UPME se propone inicialmente la instalación de 15 compensadores síncronos en las siguientes subestaciones del sistema:

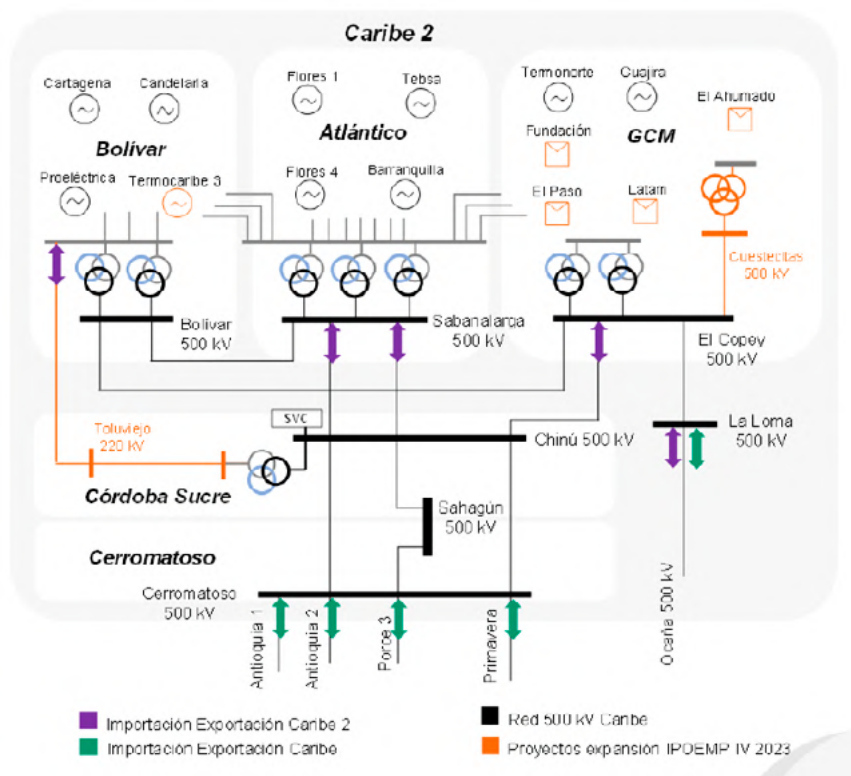


Figura 5-1. Estado actual área Caribe.

Fuente: XM ITR 1-2024

5.3.1.1 CS -001. Compensadores Síncronos GCM

Nombre de la obra	Compensadores Síncronos GCM
Código de la Obra	CS - -001
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de condensadores síncronos en la red GCM, para mitigar problemas de red débil: ● Cuestecitas 500 kV ● Colectora 500 kV ● Copey 220 kV ● Cuestecitas 220 kV ● Valledupar 220 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Se plantea la instalación por etapas, de acuerdo a evolución esperada de la incorporación de degeneración basada en inversores en el área. Etapas 1 2026-2028

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina restricciones asociadas al número mínimo de unidades de generación para el control de tensión en el área.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red, al brindar soporte de inercia y cortocircuito, disminuyendo con esto el impacto de perturbaciones en la calidad de la frecuencia y la estabilidad de voltaje.
Aumento de capacidad de transporte	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación y exportación y la incorporación segura de generación solar y eólica en el área. Mejora además los índices de fortaleza del sistema, permitiendo la asignación segura de nuevos puntos de conexión.
Control de tensión	Mejora la respuesta de tensión en la subárea; mejora el control de sobretensiones en condiciones de baja generación renovable, y disminuye la dependencia de la generación térmica.
Fortaleza de red	Proveen de forma natural servicios de inercia y cortocircuito, lo que permite mantener los índices de fortaleza dentro de los estándares internacionales.
Límites de importación del área	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación.
Reducción de emisiones de CO ₂	Disminuye la dependencia de las térmicas del área, lo que directamente disminuye las emisiones de CO ₂
Reducción de DNA	Previene desconexiones masivas de generación y demanda por eventos en la infraestructura.
Reducción de costos operativos	Disminuye costos asociados a generación por seguridad, así mismo, aumenta el volumen de generación conectada mediante inversores que es posible programar de forma segura y confiable.
Reducción de pérdidas	Mejora los perfiles de tensión del área, lo cual disminuye las pérdidas técnicas en la red de transporte.

5.3.1.2 CS -002. Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar

Nombre de la obra	Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar
Código de la Obra	CS -002
Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de condensadores síncronos en la red Córdoba-Sucre y Bolívar, para mitigar problemas de red débil: ● Chinú 500 kV ● Carreto 500 kV ● Toluviejo 220 kV ● Sahagún 500 kV ● Bolívar 220 kV

Tiempo estimado de puesta en operación.
Requerimiento de obras previas

Se plantea la instalación por etapas, de acuerdo a evolución esperada de la incorporación de generación basada en inversores en el área.

Etapa 1 2026-2028

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina restricciones asociadas al número mínimo de unidades de generación para el control de tensión en el área.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red, al brindar soporte de inercia y cortocircuito, disminuyendo con esto el impacto de perturbaciones en la calidad de la frecuencia y la estabilidad de voltaje.
Aumento de capacidad de transporte	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación y exportación y la incorporación segura de generación solar y eólica en el área. Mejora además los índices de fortaleza del sistema, permitiendo la asignación segura de nuevos puntos de conexión.
Control de tensión	Mejora la respuesta de tensión en la subárea; mejora el control de sobre tensiones en condiciones de baja generación renovable, y disminuye la dependencia de la generación térmica.
Fortaleza de red	Proveen de forma natural servicios de inercia y cortocircuito, lo que permite mantener los índices de fortaleza dentro de los estándares internacionales.
Límites de importación del área	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación.
Reducción de emisiones de CO2	Disminuye la dependencia de las térmicas del área, lo que directamente disminuye las emisiones de CO2
Reducción de DNA	Previene desconexiones masivas de generación y demanda por eventos en la infraestructura.
Reducción de costos operativos	Disminuye costos asociados a generación por seguridad, así mismo, aumenta el volumen de generación conectada mediante inversores que es posible programar de forma segura y confiable.
Reducción de pérdidas	Mejora los perfiles de tensión del área, lo cual disminuye las pérdidas técnicas en la red de transporte.

5.3.1.3 CS -003. Compensadores Síncronos Atlántico

Nombre de la obra	Compensadores Síncronos Atlántico
Código de la Obra	CS - 003

Proyecto propuesto- ALCANCE	Instalación de condensadores síncronos en la red Atlántico, para mitigar problemas de red débil: ● Sabanalarga 500 kV ● Tebsa 220 kV ● Nv Barranquilla 220 kV ● Caracolí 110 kV ● Malambo 110 kV
Tiempo estimado de puesta en operación. Requerimiento de obras previas	Se plantea la instalación por etapas, de acuerdo a evolución esperada de la incorporación de generación basada en inversores en el área. Etapas 1 2026-2028

Parámetros de valoración de obra	Descripción del beneficio
Eliminación de restricciones	Elimina restricciones asociadas al número mínimo de unidades de generación para el control de tensión en el área.
Mejoramiento de confiabilidad	Mejora la confiabilidad de la red, al brindar soporte de inercia y cortocircuito, disminuyendo con esto el impacto de perturbaciones en la calidad de la frecuencia y la estabilidad de voltaje.
Aumento de capacidad de transporte	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación y exportación y la incorporación segura de generación solar y eólica en el área. Mejora además los índices de fortaleza del sistema, permitiendo la asignación segura de nuevos puntos de conexión.
Control de tensión	Mejora la respuesta de tensión en la subárea; mejora el control de sobre tensiones en condiciones de baja generación renovable, y disminuye la dependencia de la generación térmica.
Fortaleza de red	Proveen de forma natural servicios de inercia y cortocircuito, lo que permite mantener los índices de fortaleza dentro de los estándares internacionales.
Límites de importación del área	Permiten aumentar la capacidad de respuesta del sistema frente a perturbaciones de voltaje habilitando el incremento de los límites de importación.
Reducción de emisiones de CO2	Disminuye la dependencia de las térmicas del área, lo que directamente disminuye las emisiones de CO2
Reducción de DNA	Previene desconexiones masivas de generación y demanda por eventos en la infraestructura.
Reducción de costos operativos	Disminuye costos asociados a generación por seguridad, así mismo, aumenta el volumen de generación conectada mediante inversores que es posible programar de forma segura y confiable.
Reducción de pérdidas	Mejora los perfiles de tensión del área, lo cual disminuye las pérdidas técnicas en la red de transporte.

6. INCORPORACIÓN DE NUEVOS RECURSOS

6.1 Circunvalar 500 kV. Caribe - Centro

Gracias a sus vastos recursos en energías renovables no convencionales, el país se encuentra en una posición estratégica para capitalizar los avances tecnológicos y maximizar el uso eficiente de sus recursos primarios, consolidándose como líder en la transición hacia un modelo energético más sostenible. En este contexto, la transmisión de energía en corriente directa de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) surge como una solución tecnológica de gran potencial para abordar desafíos actuales, fortalecer la red eléctrica y garantizar un suministro confiable, eficiente y sostenible.

En este contexto desde el punto de vista de su forma operativa, existen al momento 3 alternativas de uso de sistemas HVDC: (i) Sistemas HVDC punto a punto, (ii) Sistemas HVDC multipunto, y (iii) Sistemas HVDC en anillo.

Los sistemas HVDC punto a punto conectan directamente dos puntos con una línea de transmisión HVDC. Sus características principales son:

- Ideales para largas distancias entre dos ubicaciones específicas. Interconexión de redes nacionales, transmisión de energía desde plantas remotas (eólicas o hidroeléctricas) a centros de consumo
- Utilizados para transferir energía entre redes eléctricas no sincronizadas.
- Relativamente simples de diseñar y operar.

Por otro lado, los sistemas HVDC multipunto o multiterminal es una red en la que varios puntos (terminales) están conectados en configuraciones no necesariamente cerradas. Puede incluir configuraciones en línea, estrella, radial o combinaciones de estas. Sus características principales son:

- Permiten distribuir energía entre múltiples estaciones convertidoras. Esto es redes complejas, con integración de renovables distribuidas, o interconexiones entre múltiples países.
- Más complejos en términos de control y operación debido a la necesidad de coordinar múltiples terminales.
- Pueden ser radiales (con un punto central) o en malla (más flexibles y redundantes).
- Los flujos de energía pueden distribuirse entre terminales según las necesidades de carga y generación.
- Cada terminal puede actuar como fuente (inversor) o receptor (rectificador), dependiendo de las condiciones del sistema.

Los sistemas HVDC en anillo es una red en la que los terminales están conectados de manera que forman un lazo cerrado o circuito completo (anillo). Sus características principales son:

- Ofrece redundancia: si ocurre una falla en una parte del anillo, la energía puede fluir en la dirección opuesta para mantener el suministro.

● Mejora la confiabilidad y la estabilidad del sistema, ya que permite múltiples rutas de flujo de energía.

● Suele ser mucho más compleja de diseñar y operar debido a la necesidad de un control avanzado para evitar inestabilidades o flujos de potencia no deseados.

El estudio del Banco Mundial de 2022, presentado en la “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia”, destaca el potencial de la energía eólica en el mar Caribe colombiano y que se presenta en la figura a continuación. La región presenta condiciones ideales, con bajas rugosidades de superficie y alta velocidad de viento, especialmente en áreas marítimas cercanas a la costa, donde las profundidades no superan los 50 km. El estudio identificó 14 sitios adecuados para proyectos eólicos offshore, de los cuales 6 son aptos para cimentaciones fijas (27,2 GW) y 8 para sistemas flotantes (21,6 GW), lo que da un total de 48,8 GW de capacidad instalada potencial. Con un factor de capacidad del 50%, este potencial podría generar aproximadamente 213,7 TWh/año.

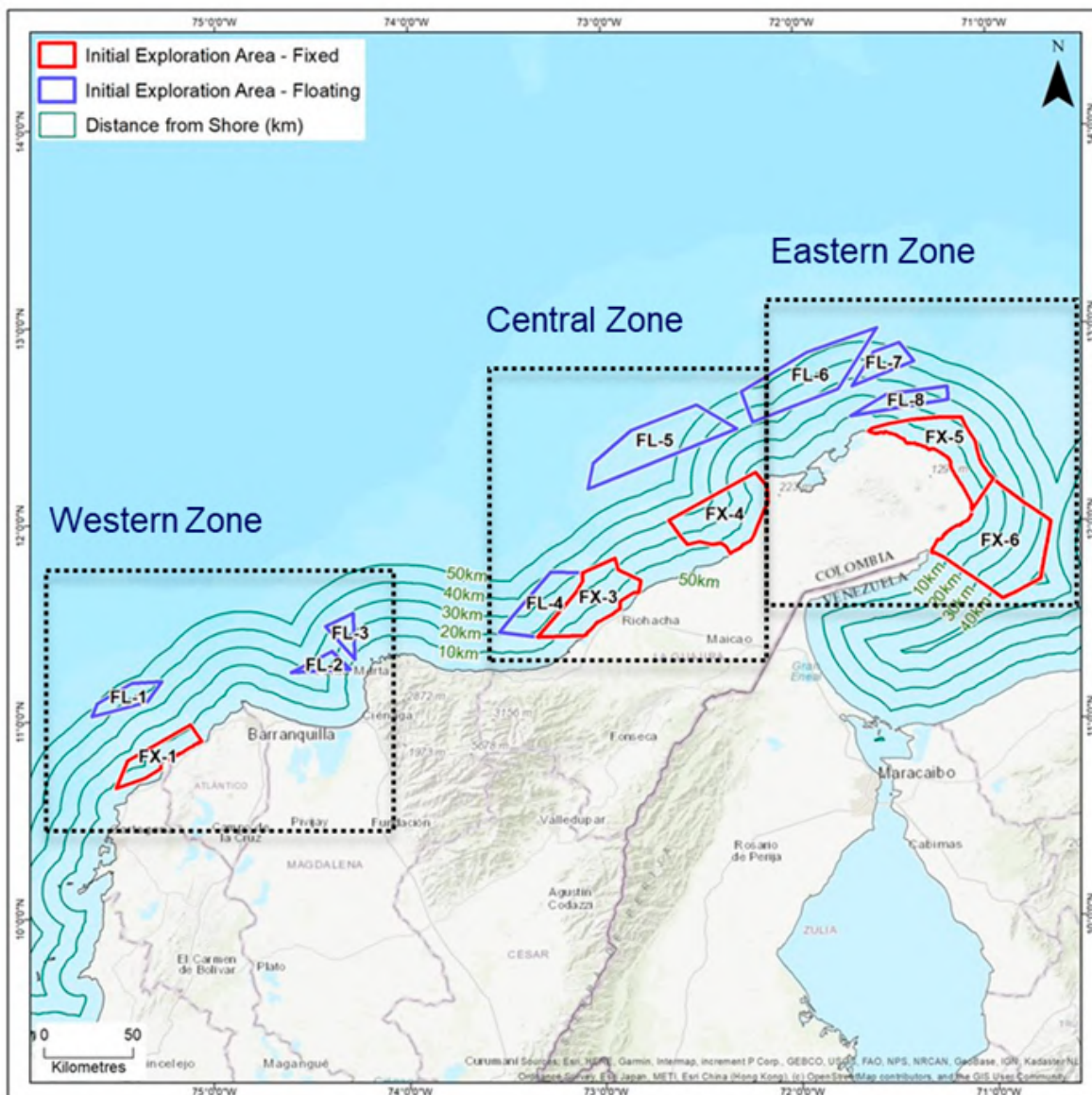


Figura 6-1 Distancia desde la costa de las áreas de exploración.

Fuente: Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia. The Renewables Consulting Group. 2022.

De los estudios realizados por el MME se tiene una estimación preliminar que, del potencial previamente identificado, se podrían presentar 3 escenarios de incorporación eólica marina, los cuales se indican a continuación:

● Escenario Bajo: 1.500 MW

● Escenario medio: 9.000 MW

● Escenario Alto: 13.000 MW

Considerando estos escenarios y bajo una perspectiva conservativa para temas indicativos de la infraestructura requerida se adopta, como valor de referencia, una penetración de 4.000 MW de generación eólica off shore.

Para lograr que esta cantidad de potencia sea llevada desde el sitio de producción a los usuarios finales del SIN, se plantea la siguiente alternativa de expansión red, con las siguientes premisas:

1. Dado el enorme potencial en el Caribe se proponen 2 puntos para la localización de 2 subestaciones de recolección SR1 y SR2.
2. Se prevé que la conexión de la generación de costa afuera hasta las subestaciones de recolección será en sistema HVDC submarino.
3. Los 4 GW de potencia de generación de referencia se tratarán como un único generador y se considera que esta potencia deberá tener salida a las dos subestaciones de recolección 1 y 2. De tal forma que de confiabilidad en la conexión al sistema terrestre.
4. Se define un punto de consumo, subestación de carga SC, ubicada en la zona de Oriental. Se establece de esta forma para que exista un enlace directo entre fuente y carga, y que no se sobrecargue de ninguna forma el sistema del STN y STR, en las áreas eléctricas que podría atravesar la interconexión eléctrica, o que se saturen los enlaces ya existentes con el área Oriental.
5. Las redes de enlace deberán ser capaces de manejar individualmente los 4 GW de potencia.

En este contexto se analiza de forma preliminar en la Unidad la posibilidad de un sistema HVDC en anillo de tal forma que se puedan conectar los 2 puntos de fuentes de energía con el punto de consumo. La figura a continuación muestra la propuesta.



Figura 6-2 Esbozo propuesta red en anillo HVDC.

Fuente: UPME

Las localizaciones mostradas para las subestaciones son únicamente de referencia, y permiten inicialmente establecer distancias iniciales, así:

- SR1 a SC 700 km aproximadamente.
- SR2 a SC 550 km aproximadamente.
- SR1 a SR2 250 km aproximadamente.

Adicionalmente los trazos de las interconexiones no representan rutas de los circuitos indicados. Bajo estos considerandos, se tendría una red HVDC de 1500 km aproximadamente.

Finalmente es importante señalar que en la actualidad es un desafío técnico importante la implementación de redes HVDC en anillo, si bien existen ya en operación algunos proyectos, de acuerdo con fabricantes la madurez de esta alternativa se produciría en los próximos 5 años aproximadamente, tiempo que en primera instancia parece acorde con el tiempo de desarrollo de proyectos eólicos off shore de aproximadamente 8 a 10 años.

Caso contrario, esto es que el desarrollo de sistema HVDC en anillo no se haya dado, se plantearía como alternativa la implementación de una red de extra alta tensión en AC de al menos 750kV capaz de manejar los niveles de potencia que se requiere para el propósito de esta obra, esto es evacuar al menos 4 GW desde la costa Caribe hasta el centro de consumo en Oriental.

7. HABILITADORES TÉCNICOS, REGULATORIOS Y NORMATIVOS

A partir de la experiencia de la UPME en la planeación de proyectos del sector de energía eléctrica definidos en los planes de expansión anteriores, la Unidad ha identificado diversos desafíos que han impactado la continuidad de los proyectos y su puesta en operación. Reconociendo la relevancia de los proyectos contemplados en este Plan de Expansión y que la efectiva puesta en operación de los proyectos identificados se encuentra supeditados no solo por la parte técnica, sino también por aspectos territoriales y ambientales, así como, la actualización en materia de señales de política y actualización regulatoria, se presenta este capítulo, en el que se destacan de manera general los principales retos identificados, junto con propuestas que, desde la institucionalidad, pueden contribuir a superarlos.

Es importante indicar, que los análisis presentados en este aparte tienen el propósito de identificar un punto de partida que permitan iniciar las discusiones y una articulación interinstitucional del gobierno nacional que tienen influencia en la efectiva materialización del plan de expansión del SIN permitiendo subsanar las dificultades que presenta actualmente en la red.

7.1 Para optimizar la gestión desde el enfoque técnico y de marco normativo en la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión del SIN.

7.1.1 Identificación de beneficios de las obras

Como resultado del trabajo conjunto adelantado entre la UPME y XM, se identificaron 149 restricciones operativas y 14 restricciones eléctricas por lo que a lo largo del documento se identificaron 44 obras que valoradas en conjunto logran mitigar las restricciones identificadas y que generan impactos relacionados con demanda no atendida, aumento en la demanda máxima atendible, aumento de capacidades de exportación e importación de las área, fortalecimiento de la red frente a la nueva realidad de incorporación tecnológica y disminución en los costos de operación del sistema.

Sin embargo, de la metodología actual estas obras deben presentar un beneficio/costo individual, por lo que de realizarse ese análisis individual puede generar que los resultados sean muy cercanos a 1 o no alcance a superar este valor para alguna de las obras; Mas aun, es reconocido que en un sistema interconectado, la valoración individual de obras puede generar mínimos locales, perdiendo de vista el beneficio global de las mismas. La metodología anterior, puede descartar obras que son necesarias, profundizando la problemática asociada al desarrollo oportuno de la infraestructura. En este sentido, desde la UPME se evidencia la necesidad de migrar a una presentación de análisis de beneficios/costo sistema de las obras sistémicos, presentar sus beneficios y garantizar la viabilidad de los requisitos solicitados en la norma para la recomendación de las obras.

7.1.2 Nuevas Tecnologías

De acuerdo con los análisis técnicos de las obras incorporadas en los diferentes capítulos del documento, la infraestructura requiere de la implementación de nuevas tecnologías para subsanar las problemáticas de la red, así como, preparar al sistema para el proceso de transición energética que se adelanta, aunado a lo anterior, la incorporación de nuevas tecnologías puede ayudar a mitigar de alguna forma, los desafíos con enfoque territorial y ambiental identificados.

En consecuencia, es importante destacar en línea con lo mencionado en el documento “necesidades, retos y soluciones para un futuro sostenible: Compensadores Síncronos como elemento de flexibilidad en la Transición energética” que la operación adecuada del sistema eléctrico también depende de la capacidad del operador para gestionar entre otros, mantenimiento, contingencias y fallas en la infraestructura, por lo que en procesos de actualización cambios tecnológicos se requiere de la implementación de dispositivos que flexibilicen el sistema para asegurar una operación eficiente, confiable y resiliente del sistema eléctrico.

7.1.2.1 Compensadores

Los compensadores síncronos desempeñan un papel esencial para facilitar la integración masiva de FNCER, asegurando una transición energética eficiente y sostenible que fortalezca la resiliencia y adaptabilidad del país ante los desafíos energéticos futuros y permita avanzar hacia la descarbonización. Estos dispositivos permiten controlar la potencia reactiva y estabilizar los niveles de tensión en redes con baja fortaleza de red (como es el caso de la costa Caribe colombiana) o con alta penetración de FNCER, cuya intermitencia y variabilidad generan fluctuaciones que pueden poner en riesgo la operación del sistema. Además, los compensadores síncronos aportan inercia, ayudando a mantener la frecuencia en momentos de variaciones bruscas de carga o generación, y proporcionan corriente de cortocircuito en situaciones de falla, mejorando así la fortaleza de la red.

El 12 de diciembre de 2024 la UPME realizó la prepublicación de las convocatorias relacionadas con los compensadores síncronos a implementar en la Subárea GCM de acuerdo a los identificado en el documento “primer Paquete de obras urgentes” que hace parte de los resultados de la estrategia “Misión Transmisión” por medio de la cual en conjunto con XM se establecieron los criterios técnicos a cumplir para la operación de esta tecnología, generando de esta manera un avance en la definición e implementación de este tipo de tecnología en el SIN.

Así mismo, la CREG se encuentra realizando un ejercicio para la revisión y actualización de las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 011 de 2009 por medio de la cual se definen las UC empleadas para valorar los activos de transmisión y determinar los ingresos de los transmisores de energía eléctrica en Colombia. La integración de estas nuevas tecnologías en el STN posibilita una valoración adecuada de los activos, asegurando así una remuneración justa y proporcional a las inversiones de los transmisores.

Sin embargo, es importante iniciar con ejercicios de análisis y discusión para implementación de este tipo de tecnologías en el STR como una unidad constructiva especial, toda vez que, este tipo de tecno-

logía actualmente no se encuentra reconocida lo que podría suponer una limitante de acuerdo a lo expuesto en el numeral 5.1 de este documento, ya que los OR no cuentan con un referente claro respecto a la remuneración generando mayor incertidumbre. Así como, la consolidación de la actualización de las UC en el STN y el desarrollo normativo respecto a los criterios de prestación del servicio.

7.1.2.2 Baterías

Las baterías tienen diversas funcionalidades. Entre ellas está el almacenamiento intradiario, los servicios complementarios y servir como apoyo a la red en caso de falla o insuficiencia en la capacidad de transporte.

En Colombia, se cuenta con un avance en la reglamentación de este tipo de tecnología por medio de la Resolución CREG 098 de 2019, la cual tenía un alcance específico frente al uso de las baterías como apoyo a la red en caso de falla o insuficiencia en la capacidad de transporte y se especificaba que los demás servicios serán reglamentados en resolución aparte.

En este sentido, se evidencia la necesidad de iniciar con las discusiones y análisis para la reactivar de la vigencia de la Resolución CREG 098 de 2019 que permitan ejecutar los proyectos identificados en este documento como una primera fase, lo anterior, permitirá tener mayor claridad frente los requisitos y condiciones en la prestación del servicio y posteriormente, en un mediano plazo y como lo ha manifestado la CREG, expedir la reglamentación adicional para los servicios complementarios que podrían generar mayor incentivo a participar de los procesos que adelante la UPME en la materia, para esto, es importante conocer los lineamientos de política pública mencionados por el Ministerio de Minas y Energía en su agenda indicativa.

Finalmente, no se puede dejar de lado la necesidad de consolidar las baterías como una unidad constructiva, toda vez que, como lo menciona en el informe 1 de la consultoría adelantada por la CREG para la actualización de unidades constructivas en el STN, “se encuentra que los sistemas de almacenamiento de energía con baterías no son asimilables con otra Unidad Constructiva”, lo que genera mayor incertidumbre tanto para la UPME, como para los transportadores, operadores red y terceros interesados en lo referente a la remuneración.

7.1.2.3 Conductores de Alta Temperatura

Los conductores de alta temperatura son capaces de operar a temperaturas superiores a las convencionales, lo que permite un mayor transporte de energía. Son útiles en escenarios de repotenciación de líneas existentes, aumentando su capacidad sin modificar la infraestructura civil existente de forma significativa. En situaciones de agotamiento de la capacidad de transmisión, los conductores de alta temperatura emergen como una solución viable. Sin embargo, actualmente se presentan algunas incertidumbres sobre la remuneración y las posibles limitaciones regulatorias para su efectiva implementación. Esto teniendo en cuenta los periodos de remuneración de infraestructura, la vida útil de las unidades constructivas, el costo a remunerar y el mecanismo.

En consecuencia, se requiere que la regulación genere señales claras que permitan mitigar la incertidumbre relacionada con la efectiva inclusión de este tipo de tecnologías en la infraestructura nueva y existente, y que genere la armonización necesaria en materia de remuneración, incluida la reposición de activos aun en periodo de remuneración.

7.1.2.4 Dispositivos Serie Basados En FACTS

Colombia ha sido pionero a nivel internacional en la instalación de dispositivos innovadores conocidos como Compensadores Serie Modulares - SSSC. Teniendo en cuenta que esta es una tecnología nueva para el sistema, resulta importante materializar las lecciones aprendidas con la incorporación de nueva tecnología y contar con una referencia para futuros desarrollos en los cuales se considere la instalación

de este tipo de quipos u otros que se desarrollen como parte de la creciente ola de innovación que acompaña la transición energética. De acuerdo con lo planteado, se sugiere tener en cuenta al evaluar la instalación de este tipo de dispositivos lo siguiente:

- I. Desarrollar el marco normativo técnico asociado al desempeño esperado de los nuevos dispositivos que se integran al sistema. En particular, hacer uso de normatividad internacional bien establecida cuando sea necesario.
- II. En el caso particular del SSSC, se recomienda que se especifiquen con claridad el cumplimiento de normas internacionales de desempeño, como puede ser la IEEE 2745-2019, “Guide for Technology of Unified Power Flow Controller Using Modular Multilevel Converter”, u otras que se considere conveniente.
- III. Incluir la evaluación de todos los puntos de inyección, identificando la factibilidad de operar en los rangos de capacidad especificados para los dispositivos y las posibles interacciones de suicheo locales o en el área operativa donde se instalarán, lo anterior, utilizando simulaciones RMS, EMT y Aplicaciones de Hardware in The Loop.
- IV. Especificar los dispositivos con la implementación de alimentación propia, de cara a que su estado de operación no dependa de las condiciones de corriente por el enlace donde se encuentran instalados.
- V. Incluir dentro de los requerimientos la instalación de un bypass externo, que permita realizar labores de mantenimiento del equipo sin la necesidad de sacar de servicio la línea de transmisión donde se encuentra instalado.
- VI. Adicionalmente, se recomienda ampliar los requisitos técnicos exigidos con las siguientes implementaciones:
 - a. En el equipo, funcionalidad de control LOR (Low Overcurrent Ride Through) trifásica.
 - b. Esquemas de comunicación a través de fibra óptica para esquemas de control entre fases y para dispositivos en paralelo.
 - c. Sistema de medición sincrofasorial por fase en ambos extremos de la línea intervenida.
 - d. Doble protección de línea 100% selectiva o diferencial de línea de diferente fabricante para mejorar los criterios de redundancia y confiabilidad.
- VII. Se recomienda incluir características de protección y soportabilidad de los equipos, como por ejemplo los requisitos de soportabilidad ante sobre voltajes permanentes y transitorios (TOV).

7.1.3 Coordinación con los SDL's

Una característica importante de los nuevos recursos de generación renovable es la instalación de proyectos menores distribuidos por todo el sistema, a diferencia de los proyectos convencionales de alta capacidad y centralizados.

Las reglas operativas del sistema permiten a las plantas de poca capacidad, conectar y entregar energía al sistema sin un control centralizado; con la generación solar se espera una alta instalación de plantas menores que, sin un control de su operación, irá agregando variabilidad en la generación al sistema que no se puede controlar, hasta el punto de representar un riesgo operativo.

Disminuir el umbral de participación en el despacho central a 5 MW es una herramienta para mantener la operación confiable y estable del sistema, así mismo, fortalecer los mecanismos de coordinación y

control operativo de este tipo de recursos, mediante figuras como la agregación mediante el Operador de Sistema de Distribución – DSO. Asimismo, es importante asegurar que para este tipo de plantas existan requisitos técnicos y requerimientos de pruebas para validar los parámetros y los modelos que se utilizan como base para la planeación del sistema eléctrico colombiano.

Se requiere mejorar la capacidad de los operadores de red para gestionar los altos volúmenes de generación que se integrará a los SDL's y administrar los servicios que estos pueden prestar al sistema, para lo cual se recomienda avanzar en la estructuración de las funciones y servicios que se pueden desarrollar mediante la figura de Operador de Sistema de Distribución – DSO.

7.1.4 Modelos Rms Y Emt

Teniendo en cuenta los fenómenos eléctricos y magnéticos asociados a la operación de la generación basada en inversores, y la imposibilidad de que algunos fenómenos importantes relacionados con la operación de este tipo de tecnologías puedan ser evidenciados y reproducidos por simulación RMS, tal como lo muestra a continuación

Tabla 7-1. Fenómenos estudiados con simulación RMS y EMT

Fenómeno	RMS	EMT
Inestabilidad dinámica de frecuencia	SI	SI
Interacciones sub síncronas	NO	SI
Inestabilidad del control de inversores	NO	SI
Sobretensiones transitorias	NO	SI
Fallas en la sincronización del PLL	NO	SI
Inyección de armónicos y problemas de calidad de la potencia	NO	SI
Inestabilidad por rampas de aumento o disminución de potencia activa y reactiva	NO	SI
Flujo inverso en convertidores	NO	SI

Fuente: Elaboración XM

Así mismo, se recomienda a la Comisión que se incluya para todas las tecnologías (plantas solares, eólicas, generadores síncronos, dispositivos SVC's, STATCOM, Compensadores serie, Baterías, líneas HVDC, etc), el requerimiento de entrega de modelos RMS y EMT validados por los fabricantes durante las pruebas de fábrica (FAT), que evidencien el cumplimiento de los criterios mínimos definidos, aportando para esto registros simulados y reales del comportamiento esperado, y que además, los modelos anteriores sean exigidos como requisito para su conexión al SIN.

De otro lado, recomendamos a la Comisión que se generen los incentivos requeridos para que las plantas y otros dispositivos (SVC's, STATCOM, Compensadores serie, Baterías, líneas HVDC, etc), realicen la validación de los modelos dinámicos a partir de eventos reales, y reporten con oportunidad los resultados y ajustes a que haya lugar.

7.1.5 Nuevos lineamientos para la modernización y digitalización de la coordinación operativa.

Teniendo en cuenta el incremento de las fuentes de producción solares y eólicas que se conectaran al SIN, la variabilidad de dichos recursos, el aumento en las tasas de cambio minútales de la demanda y la generación, y el aumento de los tiempos de respuesta en la coordinación de la operación integrada de los recursos del SIN en tiempo real, como medida necesaria para garantizar la seguridad de la operación, se deben evaluar estrategias de automatización que se encaminen a responder de forma eficiente y optima a las nuevas dinámicas operativas, por lo anterior, se deben revisar e integrar el marco normativo los siguientes aspectos sobre el control operativo directo, automático y centralizado desde el CND para el ajuste de las variables del sistema:

● Los generadores deberán estar en capacidad de recibir consignas de potencia activa de forma automática desde el CND, respetando sus características técnicas y disponibilidad. Bajo esta condición, cuando se presenta un cambio en los programas de generación, el sistema de control automático del CND llevará las unidades o plantas al nuevo valor requerido, de tal forma que las consignas enviadas garanticen el ajuste de las variables del sistema en valores seguros para la operación y de acuerdo con las reglas definidas en la regulación para su despacho.

● El CND deberá tener la posibilidad de ejercer control automático sobre los lazos de control de voltaje de todos los equipos que realizan control dinámico de potencia reactiva en el SIN en toda la banda factible de operación, para la entrega o absorción de potencia reactiva. Para esto, los equipos para el control dinámico de potencia reactiva de las plantas de generación despachada centralmente, SVC's, FACT's, STATCOM u otros, deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND.

● El CND deberá tener la posibilidad de ejercer control automático para la conexión y desconexión de equipos de compensación del SIN, y para el movimiento de cambiadores de tomas de transformadores del STN y de conexión al STN que tengan la capacidad de mover el cambiador de tomas bajo carga. Para esto, dichos equipos deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma automática desde el CND.

● Los elementos dinámicos y estáticos disponibles para el control de voltaje deberán estar integrados al Control Automático de Voltaje de que trata la resolución CREG 080 de 1999.

● Los equipos y dispositivos requeridos para la implementación del CAV deben ser incluidos en la base de activos remunerados en los códigos de calidad de STN y STR, y tenidos en cuenta en los planes de expansión de la transmisión del SIN.

7.1.6 Criterios para la planeación con bajos niveles de fortaleza de red

Internacionalmente², es aceptado que niveles bajos de cortocircuito son restrictivos para la operación estable del sistema en general y de la generación basada en inversores en particular³, con alto riesgo de presentar sobretensión transitoria (TOV), fallo de conmutación en estado normal y ante recuperación de fallos (FRT), interacción armónica, inestabilidad del voltaje o interacción de controles. Por lo anterior, y en adición a los criterios de comportamiento en estado estable y dinámico, son incluidos en los códigos y procedimientos de planeación de la expansión criterios basados en niveles de cortocircuito, que permiten definir la capacidad del sistema para albergar cierta cantidad de generación basada en inversores en un punto de conexión específico, sin que lo anterior implique un detrimento en los niveles de estabilidad del sistema.

Generalmente estos criterios se refieren a métricas, de las cuales las más utilizadas internacionalmente son los radios de nivel de cortocircuito⁴ (SCR, CSCR, WSCR y SCRIF). Estas métricas, basadas en el nivel de cortocircuito esperado del sistema, pueden medir la fortaleza de la red en el punto de conexión individual (SCR), en el punto de conexión al sistema (CSR), en un área de influencia (WSCR) o en un nodo particular con referencia a los IBR's (Inverter-Based Resources por sus siglas en inglés) cercanos con los cuales se puede presentar algún tipo de interacción (SCRIF).

Si se establece un límite sobre las métricas de fortaleza de red, se pueden determinar las características de los equipos adicionales necesarios para la operación segura de los IBR's o las obras de expansión requeridas para integrar los volúmenes de generación basada en inversores requeridos en el sistema. Respecto a esto último, en el sistema español, por ejemplo, se definió en etapas tempranas de integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable - FN-CER un límite CSCR de 20⁵, condición que se reevaluó recientemente a valores de WSCR⁶ en puntos de conexión y zonas de influencia de 6 o 20 (en este caso, 20 se utiliza para garantizar estabilidad en turbinas eólicas tipo I y tipo II, ya instaladas en el sistema).

En el caso de los Estados Unidos, los estudios de planeación de la expansión y penetración de FN-CER generalmente consideran niveles CSCR y WSCR de 3 a 5⁷. NREL (National Renewable Energy Laboratory por sus siglas en inglés) recomienda un nivel SCR o CSR mayor a 5 para la integración de

generación solar y eólica⁸. En el ámbito operativo, ERCOT (Electric Reliability Council of Texas por sus siglas en inglés), utilizando análisis de detalle EMT, ha encontrado que es posible operar ciertos nodos con niveles WSCR de 1.5⁹. AEMO en Australia¹⁰, utiliza un método basado en WSCR, SCR, CSR para determinar la capacidad de nivel de cortocircuito disponible para acceso de generación basada en inversores. En este método, el operador australiano considera apropiado usar un límite de 3, siempre que no cuente con información operativa adicional validada sobre la estabilidad de los generadores conectados mediante inversores.

De otro lado, la métrica ESCR (Nivel de Cortocircuito Efectivo - CIGRE¹¹) o también llamada SCRIF (Nivel de Cortocircuito Efectivo con Factor de Interacción - IEEE) ha sido utilizada internacionalmente para la evaluación de la instalación de IBR's de todo tipo, incluidos enlaces HVDC y tecnologías como SVC's y STATCOM. Respecto a este índice, la operación con valores inferiores a 1.5 es considerada como no factible. Este índice es utilizado por el planeador de la expansión del sistema Chileno¹².

La utilización de métricas basadas en el nivel de cortocircuito es ampliamente utilizada y adecuada en escenarios de planeación por su simplicidad y robustez. La definición de límites CSCR, WSCR y SCRIF no implica la no posibilidad de integrar nueva generación renovable en ciertos nodos o áreas del sistema donde el recurso solar o eólico es abundante, y la capacidad de nivel de cortocircuito disponible es insuficiente. Estos umbrales buscan que, bajo criterios técnicos y económicos, se mantenga la fortaleza del sistema mediante el mejoramiento de la red de transmisión para aumentar el nivel de cortocircuito, o incentivando a los promotores que se conectan a instalar equipos y tecnologías para proveer los aportes de corriente de cortocircuito necesarios para garantizar que el sistema en su totalidad opere de forma estable y segura. Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando el cumplimiento de la totalidad de los requisitos de conexión exigidos en la reglamentación así como el estado actual y futuro de la red de transmisión, se recomienda definir límites de nivel de cortocircuito para la aprobación de nuevos puntos de conexión para fuentes conectadas mediante inversores al sistema, considerando los siguientes valores:

Tabla 7-2. Límites de fortaleza de red propuestos

Índice:	Límite	Análisis especiales
SCR y CSCR	3	Valores entre 3 y 5 requieren que el promotor presente estudios EMT de detalle, que validen la operación estable de la planta en las condiciones de operación esperadas.
WSCR	1.5	Valores entre 1.5 y 5 requieren que el promotor presente estudios EMT de detalle, que validen la operación estable de la planta en las condiciones de operación esperadas.
SCRIF	1.5	Valores entre 1.5 y 5 requieren que el promotor presente estudios EMT de detalle, que validen la operación estable de la planta en las condiciones de operación esperadas.

Fuente: Elaboración XM

7.1.7 Monitoreo y Medición Avanzada

La integración de gran cantidad de recursos de energía o tecnologías basadas en inversores introduce nuevas dinámicas al sistema que requieren de tasas de muestreo en la medición lo suficientemente altas para evaluar el desempeño de controles, detectar comportamientos indeseables, validar modelos, detectar afectaciones en la calidad de la potencia, e inclusive la toma de decisiones en la operación. En este entorno, contar con una infraestructura robusta de medición fasorial sincronizada donde es requerida, con la disponibilidad y calidad que permitan monitorear, caracterizar y mitigar los eventos

dinámicos que puedan afectar la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio se torna fundamental, lo anterior, teniendo en cuenta que las dinámicas de los nuevos recursos no pueden ser observadas con la supervisión tradicional empleada masivamente los sistemas de potencia modernos. Definir cuáles son las responsabilidades de cada uno de los participantes en las etapas de instalación, gestión, mantenimiento y operación de la medición fasorial sincronizada, así como contar en la regulación con una definición de MFS acorde a los estándares internacionales y que no esté relacionada sólo al dispositivo de medición, sino al conjunto de elementos para lograr la funcionalidad de medición con alta tasa de muestreo sincronizada, será fundamental en un escenarios de transición energética, por lo que se recomienda avanzar en la estructuración de los aspectos técnicos y de remuneración de la infraestructura requerida para incrementar rápidamente la observabilidad del sistema utilizando la Medición Fasorial Sincronizada – MFS y otras tecnologías en desarrollo.

El monitoreo de los niveles de cortocircuito e inercia, y el intercambio automatizado de información sobre perturbaciones también será clave para prevenir riesgos operativos. Además, la medición de la fortaleza de la red y la inercia disponible se vuelve fundamental en escenarios de alta incertidumbre, lo que implica expandir el uso de tecnologías de medición fasorial y adoptar nuevas herramientas y servicios e incentivos regulatorios para obtener datos con calidad y disponibilidad, y desplegar soluciones que incorporen la capacidad de supervisar durante la operación real del sistema la fortaleza de la red.

7.1.8 Actualización de los sistemas de protecciones a nivel de STN y STR

En un escenario de bajos niveles de cortocircuito derivado de la alta penetración solar y eólica, es necesario avanzar rápidamente, principalmente en la red del STR y SDL, en la definición y remplazo de los sistemas actuales de protección por tecnologías más modernas, con mayor selectividad que permitan despejar las fallas en tiempos muy cortos, y limiten las posibles afectaciones a una demanda y generación más sensible a perturbaciones en la forma de onda del voltaje. En este sentido, se pueden destacar como habilitadores regulatorios requeridos para la conexión de nuevos proyectos al STN y STR es un escenario de transición energética los siguientes:

Sistemas de protección para la transición energética:

- Cada barra del STN debe contar con doble protección diferencial de barra de diferente fabricante o diferente principio de operación.

- Cada barra del STR debe contar, al menos, con una protección diferencial de barra. Las barras indentificadas como críticas deberán implementar doble protección diferencial de barra de diferente fabricante o diferente principio de operación.

- Cada banco de transformador de conexión STN/STN y STN/STR debe contar con doble protección diferencial de transformador, con posibilidad de implementar funciones de protección de respaldo distancia y sobrecorriente. Cada esquema de protección debe ser de diferente fabricante o diferente principio de operación.

- Cada línea debe contar con doble protección diferencial de línea, con posibilidad de implementar funciones de protección de respaldo distancia y sobrecorriente. Cada esquema de protección debe ser de diferente fabricante o diferente principio de operación.

- Para líneas cada esquema de protección PPL1 y PPL2 (PP: Protección Principal) debe tener un sistema de comunicación independiente y sin punto de falla común entre ellos (redundancia). Para el caso de Fibra Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal de 5 ms y retardo máximo de 16 ms.

- Cada equipo de compensación debe contar con doble protección diferencial o principal, con posibilidad de implementar funciones de protección de respaldo distancia y sobrecorriente. Cada esquema de protección debe ser de diferente fabricante o diferente principio de operación.

- Cada interruptor debe tener una protección falla interruptor disponible en un relé independiente de las protecciones propia del equipo o integrada a la protección diferencial de barras, esta última siempre y cuando se cuente con redundancia.

- Se requiere que se cuente con transformadores de corriente a cada lado de cada interruptor para evitar zonas muertas en la nueva subestación.
- Los transformadores de corriente y potencial deberán tener núcleos secundarios independientes para cada sistema de protección y medición.
- Los transformadores de corriente deben incluir al menos 4 núcleos secundarios de protección para conectar doble esquema de protección diferencial de barras (redundancia protección diferencial) y los esquemas de protección principal PP1 y PP2 de la Bahía.
- Para subestaciones en niveles de tensión diferentes se deberá considerar desde el diseño la independencia de la alimentación de corriente continua (CC) de los SSAA. Los SSAA de cada patio deben ser redundantes, independientes, autónomos y supervisados para mantener la confiabilidad de los sistemas de protección, control y comunicación durante condiciones normales de operación y durante fallas.
- Los SSAA en CC deben disponer de doble rectificador y banco de baterías y cada sistema de protección debe tener alimentación CC y disparos independientes; además, considerar autonomía suficiente para suplir la alimentación de los sistemas de protección, control y maniobra, ante cualquier falla o indisponibilidad de la alimentación de corriente alterna (CA) o del rectificador asociado para el sistema de CC. Para el sistema CC se requiere protección contra sobretensiones
- Para la alimentación de corriente alterna (CA), se requiere contar al menos con dos fuentes de alimentación independientes, que operen a través de una transferencia automática con opción de operar manualmente.
- Los registros oscilográficos de los registradores de falla deben capturar eventos con un tiempo mínimo de prefalla de 500 ms y de post-falla sea mayor a 2 segundos. Además, el error máximo de sincronización debe ser menor a +/- 100 ms.
- Cada nueva conexión debe garantizar la compatibilidad de la infraestructura existente con la conexión del nuevo proyecto teniendo en cuenta de ser necesario, la modernización de sistemas de protección donde corresponda para garantizar los requerimientos de confiabilidad de dichos sistemas y de la estabilidad del SIN. Por tanto, En caso de ser necesario, se deberán adecuar las protecciones existentes de las bahías de los externos remotos para garantizar compatibilidad entre los sistemas de protección, control y comunicación de los equipos existentes, con los equipos nuevos.

7.1.9 Capacidad dinámica de líneas

La clasificación dinámica de líneas (Dynamic Line Rating, DLR en inglés) se basa en el monitoreo en tiempo real de las condiciones ambientales y operativas de las líneas de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. Este enfoque permite optimizar la operación de los circuitos al ajustar su capacidad de carga según los balances de intercambio de calor, superando los límites estáticos tradicionalmente usados en el diseño y dimensionamiento de conductores.

Al incorporar mediciones en tiempo real de variables ambientales y operativas, el DLR ofrece dos ventajas principales:

- Incremento de la capacidad de carga: En condiciones ambientales favorables, permite aumentar la capacidad de las líneas más allá de las restricciones térmicas estáticas utilizadas tradicionalmente en el planeamiento operativo.
- Prevención de situaciones inseguras: Bajo condiciones desfavorables, ayuda a evitar deformaciones o la pérdida de propiedades de los conductores, garantizando así una operación segura.

Características: La implementación del DLR implica la instalación de estaciones meteorológicas y sensores para estimar el estado de los conductores a lo largo del circuito a monitorear. Estas señales son concentradas y reportadas al operador del sistema, proporcionando una variable adicional que permite ajustar los límites térmicos de las líneas.

La capacidad real de los conductores puede ser estimada mediante ecuaciones de equilibrio térmico, estandarizadas, por ejemplo, en la norma IEEE 738-2012. Estas ecuaciones se expresan de la siguiente manera:

$$I^2R(T) = H_c + H_r + H_s \quad | \quad 2RT = H_c + H_r + H_s$$

Donde,

I : es la corriente del conductor,

$R(T)$: es la resistencia del conductor a temperatura

T , H_c : es el coeficiente de disipación convectiva de calor,

H_r : es el coeficiente de disipación por radiación de calor y

H_s : es el calentamiento del conductor por radiación solar. Con base en las mediciones de las condiciones ambientales, eléctricas y mecánicas de los conductores, es posible calcular los coeficientes térmicos necesarios. Esto permite determinar la capacidad efectiva que el conductor puede soportar, optimizando así su desempeño y garantizando la seguridad operativa del sistema eléctrico. Al analizar los beneficios de esta tecnología en la operación de los sistemas de transmisión, destacan los siguientes:

Aumento de la flexibilidad operativa: Permite gestionar dinámicamente la congestión de las líneas y, en condiciones favorables, reducir los requisitos de desconexión de carga para mantener la estabilidad del sistema.

Operación predictiva: Facilita la estimación de las condiciones futuras de los circuitos, ayudando a prevenir daños a largo plazo.

Retos : No obstante, esta tecnología enfrenta varios desafíos debido a su novedad en aplicaciones prácticas para sistemas de potencia. Entre ellos se encuentran:

Errores en mediciones y modelado: La precisión de las mediciones y la calidad del modelado de información aún requieren mejoras.

Complejidad de integración: Su implementación aumenta la variabilidad en la toma de decisiones operativas.

Falta de estandarización y regulación: Es necesario desarrollar políticas regulatorias e incentivos para fomentar el uso eficiente de esta tecnología.

Conclusión : La tecnología de DLR ofrece beneficios prometedores para la operación óptima de los sistemas de transmisión, permitiendo abordar problemas de congestión y flexibilizar las restricciones asociadas a los límites térmicos estáticos de las líneas. Sin embargo, su aplicación aún está en desarrollo, con pocos casos de implementación a gran escala, lo que dificulta evaluar imparcialmente su impacto real en los sistemas de potencia.

7.1.10 Señales de potencia localizada (Generación y demanda)

La planificación y operación de sistemas eléctricos modernos van a requerir de una expansión localizada de generación y de la gestión estratégica de la demanda. A medida que se incrementa la participación de fuentes renovables y se diversifican los patrones de consumo, se torna indispensable optimizar la integración de generación distribuida (GD) y desarrollar redes eléctricas más robustas para garantizar seguridad y confiabilidad en el suministro energético.

En este sentido, la GD juega un rol primordial en la transformación de las redes eléctricas hacia un modelo más descentralizado y eficiente. Su integración permite no solo reducir las pérdidas de energía, sino también elevar la calidad del servicio y potenciar el uso de fuentes renovables. Para ello, es esencial determinar la capacidad máxima de GD mediante modelos avanzados de optimización, que consideren restricciones técnicas y operativas del sistema. Además, es importante ampliar la capacidad de las redes locales para responder al crecimiento de la demanda y a la diversificación de fuentes de energía.

Por otro lado, los cambios sociales derivados de la transición energética están transformando los patrones de consumo, generando variaciones temporales y espaciales en los flujos de energía. Ante este

panorama, es esencial orientar la demanda en cuanto a su desarrollo y hacia una industrialización estratégica, incentivando el uso eficiente de la red eléctrica mediante señales claras de localización que permitan maximizar la eficiencia y confiabilidad del sistema, mientras se adapta la capacidad de expansión a las dinámicas futuras de la demanda.

En este contexto, la implementación de señales de ubicación y la promoción de flexibilidad en la demanda surgen como estrategias clave para abordar los desafíos de congestión en las redes de distribución. Esto mediante el desarrollo de mecanismos que faciliten la coordinación entre los operadores del sistema y los usuarios, fomentando ajustes en el consumo, particularmente en sectores industriales. Esto no solo optimiza el uso de la infraestructura existente, sino que también contribuye a integrar de manera efectiva los recursos distribuidos y aplaza la necesidad de inversiones en infraestructura de red.

Como resultado, la expansión de los sistemas eléctricos debe considerar múltiples incertidumbres en la proyección de demanda y generación. Para lo cual, modelos estocásticos y robustos son herramientas clave para encontrar soluciones óptimas que mejoren la toma de decisiones en la expansión de la red. Por ello, el cambio metodológico propuesto para el Plan Indicativo de Expansión de Generación busca dar señales estratégicas para garantizar un suministro eléctrico sostenible, económico y confiable, basado en análisis multinodal que permita optimizar el desempeño del sistema eléctrico en diferentes horizontes temporales.

Pasos Metodológicos

1. **Análisis Uninodal:** Evalúa la oferta de generación existente y futura asignada, enfocándose en costos marginales, desempeño por tecnología y períodos críticos como sequías y lluvias.
2. **Expansión Regional con Equivalentes de Red:** Analiza déficits potenciales y necesidades por área, evaluando transferencias entre regiones y costos marginales específicos.
3. **Análisis Detallado de Alta Tensión:** Considera redes de 500 kV y 220 kV, identificando déficits por limitaciones de transmisión y generando señales para futuras inversiones, de aprovechamiento de recursos locales, demanda localizada y nuevas infraestructuras.

La potencia localizada y el manejo estratégico de la demanda son fundamentales para enfrentar los desafíos del sector eléctrico en un contexto de transición energética. Este enfoque no solo mejorará la integración de fuentes renovables, sino que también refuerza la sostenibilidad y la resiliencia de los sistemas eléctricos modernos.

7.1.11 Implementación de “Sandbox Regulatorio” para la innovación en el Sector.

En Colombia, se dio un cambio en materia de Sandbox regulatorios a partir de la Ley 2069 de 2020, específicamente en su artículo 5 se dispone la obligación de establecer regulación complementaria que permita, en cada uno de los Ministerios, crear un ambiente especial de vigilancia y control “que facilite el desarrollo de modelos de negocio que apalanquen e impulsen la economía de alto valor agregado y sostenible en distintos ámbitos, a partir de la promoción de actividades intensivas en tecnología, innovación, uso sostenible del capital natural y/o tendientes a la mitigación de la acción climática”.

Lo anterior con el propósito de generar ambientes de prueba que permitan evaluar el funcionamiento y los efectos de la implementación de nuevas tecnologías o innovación en materia de regulación vigente obteniendo como resultados:

- i) determinar la viabilidad de su implementación;
- ii) la necesidad de establecer una flexibilización del marco regulatorio existente
- iii) la simplificación de los trámites.

Posteriormente, con la expedición del Decreto 1732 de 2021² cuyo propósito es establecer la regulación complementaria de la que trata el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020, para que las entidades del Gobierno nacional puedan crear los mecanismos exploratorios de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y ambientes especiales de vigilancia y control, las disposiciones del Decreto, le son aplicables a todas las entidades del Gobierno nacional que tienen la competencia legal para expedir y adoptar regulaciones, a través de las cuales intervienen en la actividad económica de los particulares; así como para aquellas que tiene la función de inspección, vigilancia y control sobre empresas en industrias reguladas.

Con el anterior desarrollo normativo, se logra la consolidación de sandbox regulatorios para sectores como el minero energético dispongan de las bases y recursos jurídicos para su propio desarrollo. Ahora bien, desde la UPME se considera que la implementación de sandbox regulatorios, para algunas de las propuestas de modernización planteadas en este documento permitirá:

- (i). Contar con un espacio formal en donde se puedan analizar la innovación de la tecnología implementada, siendo este un espacio para aprendizaje tanto para el regulador, el planeado y los participantes.
- (ii). Es un mecanismo por medio del cual la Comisión tiene la oportunidad de realizar en la vida real de forma controlada y con mecanismos de protección para limitar o compensar los posibles daños que se puedan derivar de estas pruebas.
- (iii). Permite reducir los tiempos de llegada al mercado de las nuevas tecnologías o de servicios adicionales de estas tecnologías pueden prestar al sistema y que por falta de desarrollo regulatorio o posibles barreras no es posible su implementación.
- (iv) Se considera que es una herramienta que tiene muchos beneficios a la hora de recopilar información que permita tomar decisiones informadas por parte del regulador, planeador y la entidad encargada de emitir la política pública, en torno a los productos, servicios o modelos de negocios sometidos a prueba.

7.1.12 Líneas de Transmisión HVDC

Las redes de transmisión en Corriente Alterna (AC) constituyen el 100 % de la red para el transporte de energía eléctrica en Colombia, y han acompañado por décadas el desarrollo de la infraestructura del sector eléctrico. El crecimiento de la demanda y la alta penetración de energías renovables implica que la infraestructura de transporte debe crecer a un ritmo sin precedentes, así mismo, el desarrollo de nueva infraestructura AC debe abordar los retos técnicos, sociales y ambientales propios del desarrollo de infraestructura lineal a gran escala en Colombia.

En este entorno, las redes de transmisión HVDC se han posicionado como un elemento fundamental de la transición energética, al permitir transportar volúmenes importantes de energía desde los centros de producción (generalmente aislados) a los centros de consumo, con una disminución importante de los impactos ambientales y sociales.

La necesidad de mantener la operación estable del sistema, con los niveles de confiabilidad y resiliencia que se han alcanzado ha impulsado el desarrollo de los sistemas HVDC basados en convertidores de fuente de voltaje (VSC), la cual se consideran una tecnología clave para la operación de los sistemas de potencia futuros, en los cuales se espera una mayor convivencia de los sistemas AC y DC.

Está bien establecido a nivel mundial que junto con los amplios planes de integración de energías renovables (ER), como la solar, la eólica costa adentro y la eólica costa afuera, el papel de los sistemas HVDC en los sistemas de energía eléctrica aumentará. La planificación y operación de enlaces HVDC como sistemas individuales y complementarios para un solo propósito podría no ser eficiente en el futuro. Los sistemas VSC-HVDC individuales están diseñados para un propósito claramente definido, sin embargo, una vez que este paradigma cambie hacia redes HVDC multiterminales expandibles, la planificación y operación de estos sistemas individualmente puede dejar de ser eficiente y segura, por lo que cada vez es más evidente la necesidad anticipar estos cambios desde la planeación de la expansión, de tal forma que la planificación de estos enlaces se realice de forma integrada y previendo la masificación de sistemas combinados de CA/CC.

La tecnología HVDC multiterminal ha emergido como una evolución de los sistemas HVDC convencionales. Esta tecnología permite interconectar múltiples puntos de transmisión y recepción en un solo sistema HVDC. Esto contrasta con los sistemas HVDC tradicionales que suelen tener un diseño punto a punto (dos terminales).

Al conectar varios puntos, cada terminal puede operar tanto como emisoras (fuente) o receptoras (carga) de energía, permitiendo mayor flexibilidad y control en la transmisión de energía eléctrica y aumentando la confiabilidad de la red DC, así como la estabilidad y resiliencia de la red AC. Algunas ventajas de las redes HVDC multiterminales se describen a continuación:

● **Flexibilidad operativa:** Permite conectar múltiples fuentes de energía, como parques eólicos, parques solares, plantas hidroeléctricas, etc, a varias áreas de consumo.

● **Confiabilidad:** Si una terminal a una línea de transmisión DC falla, el sistema puede seguir operando sin afectar la red AC.

● **Eficiencia en transmisión:** Mejora la utilización de la infraestructura HVDC, maximizando el retorno de inversión.

● **Complementariedad:** Puede unir áreas dispersas geográficamente, lo que permite aprovechar de mejor manera la complementariedad geográfica de las fuentes de producción renovables (solar y eólica).

● **Facilita la integración de renovables:** Ideal para conectar grandes cantidades de energía eólica marina o solar en ubicaciones remotas.

● **Reducción de servidumbres:** Requiere menos terrenos para servidumbres.

● **Conexión de zonas remotas:** Permite transmitir energía desde fuentes renovables ubicadas lejos de los centros de consumo, sin afectar significativamente a las poblaciones cercanas.

● **Compatibilidad con comunidades:** Las instalaciones HVDC generan menos ruido y contaminación electromagnética, lo que resulta en menor oposición comunitaria.

● **Menores pérdidas:** Las pérdidas son menores que en CA, especialmente en largas distancias (>600-800 km).

● **Interconexión entre sistemas:** Permite conectar sistemas eléctricos de diferente frecuencia, promoviendo la estabilidad y la integración regional de mercados energéticos.

● **Reducción de intermitencias:** Permite la integración de múltiples fuentes de energía en una red multiterminal, estabilizando el suministro eléctrico y gestionando mejor la variabilidad de las renovables.

● **Capacidad de expansión:** las redes HVDC multi-terminal tienen la capacidad de crecer en sintonía con los requerimientos del sistema, por lo que se garantiza que la red DC se podrá expandir a futuro para suplir las necesidades de una demanda creciente.

Capacidad de direccionar el flujo de potencia: Los dispositivos conversores DC/DC permiten direccionar a voluntad el flujo de potencia sobre la red DC, lo cual le da una flexibilidad a estas redes que no se puede lograr de forma natural en las redes DC convencionales.

La tecnología HVDC ofrece menores impactos ambientales y sociales en comparación con redes CA, especialmente en aplicaciones de larga distancia y alta capacidad. Aunque los costos iniciales son mayores, los beneficios en sostenibilidad, eficiencia, y compatibilidad social hacen de HVDC una solución más adecuada para un futuro energético sostenible en Colombia. En la actualidad, en todo el mundo se encuentran en funcionamiento algunos sistemas de corriente continua multiterminal (MTDC). Sin embargo, las redes MTDC superpuestas a sus homólogas de CA se convertirán en una realidad en un futuro cercano. Los principales impulsores de la construcción de dichas redes de corriente continua son la integración a gran escala de recursos de energía renovable remotos en las redes de corriente alterna (CA) existentes y la promoción y el desarrollo de mercados energéticos internacionales a través de las denominadas Super-Redes, como las planteadas ya en Europa, China y Estados Unidos.

En el caso Colombiano, es bien conocido que el país posee una geografía diversa y abundantes recursos renovables bien localizados, la implementación de una red HVDC-Multiterminal podría facilitar la integración de fuentes eólicas costa afuera en el caribe y el pacífico, fuentes solares y eólicas costa adentro en el Caribe y Meta (Orinoquia), y conectar estos vastos recursos con los principales centros de consumo en Bogotá, Medellín y Cali, así como posibilitar la interconexión regional con Panamá, Venezuela, Ecuador y Perú, como se puede observar en la **Figura 71**.

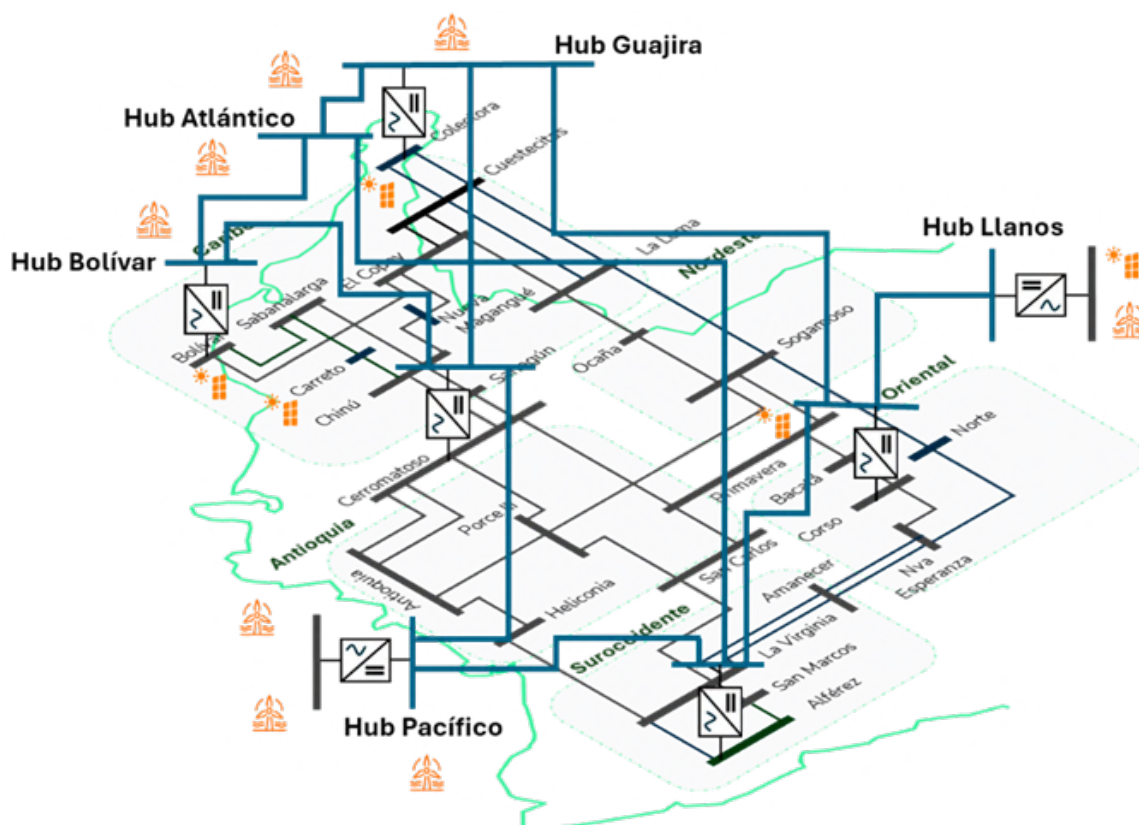


Figura 7-1. Diagrama esquemático de una super red DC para Colombia.

Fuente: XM

Desde el punto de vista regulatorio, algunos de los habilitadores que es necesario explorar para el desarrollo de este tipo de redes se describen a continuación.

Estandarización tecnológica: Es necesario desplegar con rapidez el marco técnico requerido para el desarrollo de este tipo de infraestructura, el cual debe garantizar una red DC multi-proveedor (es decir, una infraestructura que pueda integrar equipos y tecnologías de diferentes fabricantes).

Permisos de Acceso y Código de Conexión la red DC: Definir el marco normativo de acceso libre a la red DC como elemento de crecimiento de la misma y de posible amortización de costos.

Apoyo y articulación institucional: Una red HVDC Multiterminal es un desarrollo de ingeniería sin precedentes, que requiere la movilización de la industria, la academia, el sector y el gobierno para definir, estandarizar, adjudicar y construir esta obra de infraestructura.

La tecnología HVDC multiterminal es un habilitador clave para la transición energética al permitir la integración masiva de renovables, optimizar la transmisión de energía, reducir el impacto ambiental y mejorar la resiliencia de los sistemas eléctricos. Esto la posiciona como una solución esencial para alcanzar los objetivos de sostenibilidad de Colombia, impulsando la innovación y desarrollo tecnológico del país.

7.2 Para optimizar la gestión ambiental, el enfoque territorial y la normatividad para los Proyectos del Plan de Expansión del SIN.

7.2.1 Enfoque territorial en la planeación

La planeación energética en Colombia exige cada vez en mayor medida, la incorporación de herramientas, conceptos y prácticas que reconozcan las particularidades y contextos propios de cada territorio. Es por esto, que la UPME en la Resolución 000339 de 2022, adoptó el enfoque territorial en los ejercicios de planeación que desarrolla la entidad, con el objetivo de garantizar que las decisiones reflejen las realidades locales y promuevan la sostenibilidad, y el reconocimiento social de los proyectos.

Para consolidar esta estrategia, es fundamental fortalecer la articulación con actores locales mediante mesas de trabajo permanentes, desarrollar lineamientos técnicos que estandarice su aplicación, y monitorear continuamente los avances, garantizando que la planificación responda eficazmente a las dinámicas territoriales, reduciendo conflictos, y mejorando el reconocimiento y vinculación de los proyectos en el territorio.

7.2.2 Priorización de proyectos

El CONPES 3762 de 2013 establece los lineamientos de política para la identificación y priorización de proyectos en infraestructura, hidrocarburos, minería y energía, considerados de interés nacional y estratégicos (PINES). La continuidad en la ejecución de esta herramienta es clave para movilizar el desarrollo de dichos proyectos, ya que garantiza la gestión oportuna de trámites, la resolución de situaciones críticas y el apoyo directo del gobierno en su desarrollo, dentro del marco normativo, contribuyendo a su avance eficiente y coordinado.

7.2.3 Consulta Previa

En el marco del trámite de solicitud y evaluación de licencias ambientales para proyectos del sector, la Determinación de la procedencia y oportunidad de Consulta Previa por la Dirección de la Autoridad Nacional y Consulta Previa (DANCP), se constituye como un requisito verificable por parte de la Autoridad Ambiental Competente. No obstante, durante el seguimiento efectuado por la Unidad a diversos proyectos de transmisión de energía eléctrica, se han identificado situaciones relacionadas con este trámite que demandan especial atención, por lo cual, se propone los siguientes aspectos que pueden tomarse a consideración.

Se ha identificado la necesidad de establecer tiempos específicos para que las comunidades étnicas (Indígenas, Raizales, Negras o Afrocolombianas, Palenqueras, Rom o Gitanas) puedan solicitar ante DANCP, la determinación de la procedencia y oportunidad de la consulta previa; Este aspecto resulta importante, especialmente en aquellos casos en que las comunidades, pese a no haber sido certificadas previamente por la DANCP, consideran que su integridad étnica y cultural podría verse directamente afectada por los impactos de un proyecto. En este sentido y teniendo en cuenta que el desarrollo del proceso consultivo es un requisito indispensable para iniciar un trámite de licenciamiento ambiental, se ha identificado que, durante el desarrollo de las fases iniciales de diferentes proyectos, la DANCP no identifica comunidades que puedan ser sujeto de consulta previa; pero posteriormente un juez puede llegar a determinar la necesidad de garantizar este derecho. En estos casos, hasta que no se protocolice la consulta con las comunidades, no será posible radicar la solicitud de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante la Autoridad Ambiental Competente. Además, si el trámite ya se encuentra en evaluación, la autoridad ambiental se verá obligada a suspenderlo.

Así mismo, es importante implementar acciones para robustecer, actualizar y unificar las bases de datos que contienen información sobre las comunidades étnicas reconocidas, incluyendo comunidades Raizales, Negras o Afrocolombianas, Palenqueras, Rom o Gitanas. Contar con esta información desde las etapas iniciales de los proyectos permitirá a la DANCP en cabeza de MinInterior identificar de manera precisa a las comunidades y determinar con mayor precisión la procedencia de la consulta previa.

Como última medida en relación con el trámite de determinación y procedencia de consulta previa, es esencial que los espacios de socialización y consulta previa se desarrollen de manera coordinada y eficiente, con el acompañamiento de delegados interinstitucionales de los diferentes Ministerios y entidades adscritas competentes, con lo cual se podrán minimizar o evitar conflictos con actores locales —tanto sociales como institucionales— y, al mismo tiempo, asegurar la eficiencia y eficacia en los procesos de evaluación de licencias ambientales.

7.2.4 Sustracciones de reserva forestal

Las sustracciones de reserva forestal son un trámite habitual en los proyectos del sector. Este trámite consiste en retirar la categoría de reserva forestal, ya sea de forma definitiva o temporal (de manera transitoria), sobre un área delimitada donde se planea ejecutar un proyecto, obra o actividad. Este procedimiento adquiere especial relevancia, ya que la autoridad ambiental competente para evaluar una solicitud de licencia ambiental no puede emitir un pronunciamiento sobre la misma mientras no se haya tomado una decisión respecto a las solicitudes de sustracción de reserva presentadas en el marco del trámite de licenciamiento ambiental. En este contexto, en los trámites de sustracción de reserva se han identificado desafíos específicos que requieren atención. Para afrontarlos, se propone considerar lo siguiente:

Es importante considerar las reglas aplicables a las sustracciones de áreas acorde a la normatividad vigente, es decir, se propone unificar los criterios de evaluación para determinar cuáles áreas requieren sustracción y cuáles no, acorde a las zonificaciones de las reservas forestales objeto de sustracción. Esto implica aclarar para qué tipo de infraestructura aplican las sustracciones temporales y definitivas, dado que en algunos casos queda a la interpretación del evaluador cuál tipo de sustracción aplicaría para diferentes actividades, obras o trabajos. También se sugiere establecer tiempos normativos es-

pecíficos para responder a las solicitudes de prórroga del tiempo de las sustracciones temporales, y considerar que su vigencia comience con el otorgamiento de la licencia ambiental correspondiente; Esto responde a la situación actual, donde la vigencia de las sustracciones temporales se activa antes de que la Autoridad Ambiental se pronuncie sobre las solicitudes de licencia ambiental, generando inconvenientes en su aplicación.

Para obtener una sustracción de reserva forestal, se requiere una propuesta de compensación acorde a lo establecido en el manual de compensaciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS -, donde se establecen lineamientos técnicos como el qué compensar, dónde compensar, cuánto compensar y cómo compensar. Sin embargo, debido a la limitada disponibilidad de áreas en el país para implementar estos criterios técnicos, principalmente el dónde compensar, se propone revisar el manual de compensación vigente, en aras de que se ajuste a la situación actual del país.

Por último, se recomienda promover un trabajo conjunto con las autoridades ambientales para proponer la incorporación de corredores en la zonificación de las reservas forestales. El objetivo de estos corredores es alinearse con las necesidades de planificación y desarrollo de infraestructura asociada a proyectos del sector energético, especialmente en zonas que ya cuentan con infraestructura del Sistema Interconectado Nacional.

7.2.5 Cumplimiento de tiempos normativos

Si bien las entidades deben cumplir unos tiempos para dar respuesta oportuna a las solicitudes (términos establecidos en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo – CPACA y en algunos casos en normatividades específicas del sector ambiente), en los proyectos de transmisión de energía eléctrica a los que la UPME les hace seguimiento, y en general a todos los proyectos de transmisión (según informan en diferentes espacios los inversionistas) se han presentado casos en los cuales estos tiempos no son cumplidos.

Es importante que las diferentes entidades involucradas en el desarrollo de los proyectos cumplan con los tiempos estipulados para dar respuesta a las diferentes solicitudes que surgen en el marco de los proyectos (Evaluación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA, Evaluación del Estudio de Impacto Ambiental - EIA, modificaciones de licencia ambiental, cambios menores de licencias ambientales, permisos de sustracciones de reserva forestal de Ley Segunda, sustracciones de áreas de Distritos de Manejo Integrado del orden nacional y regional, certificaciones de procedencia de consulta previa, permisos para cruces viales, entre otros), pues cualquier retraso impacta directamente los cronogramas de los mismos. Por consiguiente, se observa necesario involucrar a los organismos de control en el seguimiento de los tiempos normativos.

7.2.6 Estandarización de procedimientos y criterios técnicos para la evaluación de solicitudes de Licencias Ambientales

Las autoridades ambientales delegadas para la evaluación de trámites presentan diversas interpretaciones de la normatividad ambiental vigente, específicamente del Decreto 1076 de 2015 y del manual de evaluación de estudios ambientales, en lo relativo a los procedimientos aplicables para el licenciamiento ambiental. Esta falta de uniformidad genera incertidumbre tanto para los solicitantes de licencias como para las autoridades, dificultando la aplicación coherente y eficiente de la normativa.

Para abordar esta situación, se recomienda el desarrollo de mesas de trabajo interinstitucionales, donde participen las diferentes autoridades ambientales competentes, con el objetivo de establecer lineamientos claros y unificados para la interpretación y aplicación del Decreto 1076 de 2015 y del manual de evaluación de estudios ambientales en el marco del licenciamiento ambiental.

Por otro lado, es importante que las diferentes entidades estén coordinadas para el intercambio de información de manera oportuna y efectiva, por ello es importante impulsar de nuevo espacios interinstitucionales que sirvan para este fin.

7.2.7 Superposición de proyectos

La Resolución 40303 del 5 de agosto de 2022 establece lineamientos específicos para la coexistencia de proyectos, con el objetivo de agilizar las negociaciones, reducir las dificultades para alcanzar acuerdos y minimizar los conflictos entre los actores involucrados. Sin embargo, la superposición de proyectos sigue representando un desafío, ya que, aunque existe un mecanismo para negociar acuerdos, en el proceso de licenciamiento ambiental es obligatorio demostrar técnicamente que los proyectos superpuestos pueden coexistir. Actualmente, no se cuenta con criterios unificados que orienten a los interesados y a las autoridades ambientales sobre cómo tomar decisiones en estos casos, lo que genera incertidumbre y posibles demoras.

Se recomienda establecer un comité técnico interinstitucional que, en el marco del Decreto 1076 de 2015, desarrolle criterios claros y estandarizados para evaluar la viabilidad técnica de proyectos superpuestos. Este comité podría incluir representantes de las autoridades ambientales, sectores productivos, y expertos independientes. Asimismo, es clave implementar una estrategia de capacitación y socialización de la Resolución 40303 para garantizar su correcta aplicación y fortalecer la articulación entre los actores, reduciendo así los conflictos y facilitando la toma de decisiones.

7.2.8 Implementación del Decreto 1275 de 2024 sobre territorios indígenas en materia ambiental

El Decreto 1275 de 2024 regula el funcionamiento de los territorios indígenas en materia ambiental, desarrollando las competencias de sus autoridades y su coordinación con otras entidades. Las autoridades tradicionales indígenas, las autoridades propias de los territorios indígenas, los consejos indígenas y otras estructuras similares de gobierno propio en sus territorios y áreas poseídas, forman parte del Sistema Nacional Ambiental y ejercen las competencias en materia de ordenamiento ambiental territorial, al igual que, pueden determinar los mecanismos regulatorios y de gestión con fines de preservación, conservación, restauración protección, cuidado, uso y manejo de los recursos naturales. La entrada en vigor del presente Decreto a partir del 15 de octubre de 2024 ha generado expectativas respecto a su forma de implementación, lo cual representa un reto para las autoridades ambientales que toman decisiones sobre aquellos proyectos, obras o actividades que requieren licencias, permisos y/o autorizaciones.

En consonancia con lo anterior, y con el fin de garantizar una implementación efectiva de la norma y enfrentar los retos que esto implica, se propone participar en las mesas de trabajo para el alistamiento institucional, donde se establezca una hoja de ruta clara y coordinada en cuanto a las competencias de cada una de las autoridades en el marco de la evaluación y toma de decisiones en los trámites de licenciamiento ambiental, la diferenciación del rol de la autoridad ambiental de los territorios indígenas en los procesos de consulta previa, la consolidación de la información proveniente de los ejercicios de ordenamiento territorial de las comunidades indígenas que ejerzan como autoridades ambientales, el establecimiento de los tiempos de respuestas para transferencias de información entre autoridades y solicitantes, y la definición de mecanismos de comunicación, consulta y disponibilidad de la información socioambiental que las autoridades ambientales indígenas proporcionen.

8. CONCLUSIONES

Este Plan Maestro, diseñado como el núcleo estratégico para la modernización del sistema eléctrico, representa un esfuerzo integral para transformar la infraestructura de transmisión en un sistema resiliente, eficiente y preparado para los retos del futuro. A lo largo del documento se han identificado las problemáticas actuales, los desafíos futuros y las soluciones necesarias para garantizar un suministro eléctrico confiable y adaptado a las necesidades de la transición energética.

El análisis presentado de la red de transmisión actual y las limitaciones operativas, en el **Capítulo 3**, proporciona el fundamento técnico para justificar la implementación de este plan. Identificar los puntos críticos, como las configuraciones de subestaciones, las restricciones de cortocircuito y la necesidad de mejorar la resiliencia, nos permite priorizar acciones clave que aseguren la estabilidad y continuidad del sistema.

La optimización de la infraestructura existente, en el **Capítulo 4**, resalta la importancia de reforzar, repotenciar y reconfigurar los activos actuales mediante tecnologías avanzadas, como conductores de alta temperatura y compensadores síncronos. Esto no solo maximiza el uso de los recursos disponibles, sino que también minimiza los costos y tiempos de implementación, con un enfoque de eficiencia en la expansión.

Por otro lado, el **Capítulo 5**, dedicado a la incorporación de nuevas tecnologías, resalta el papel disruptivo de soluciones diferenciales como sistemas de almacenamiento en baterías, dispositivos FACTS y líneas de transmisión HVDC. Estas tecnologías no solo potencian la flexibilidad y capacidad del sistema, sino que también facilitan la integración de recursos renovables y mejoran el control operativo.

El enfoque integral de modernización, detallado en el **Capítulo 7**, incluye habilitadores técnicos, regulatorios y normativos que son esenciales para garantizar una implementación exitosa. La actualización de criterios de planeación, la adopción de modelos avanzados y la estandarización de procedimientos regulatorios son fundamentales para superar las barreras tradicionales y acelerar la transformación del sistema.

Este documento puede funcionar como un catálogo de obras para la expansión futura del sistema, pero en esencia es una guía estratégica para la modernización del sistema eléctrico colombiano. Su implementación es indispensable para afrontar los desafíos de la transición energética, garantizar la seguridad operativa y satisfacer la creciente demanda de energía en el país. La materialización de este plan será el motor de una transformación histórica en el sector eléctrico, convirtiendo un sistema tradicional en uno dinámico y flexible que apoye el desarrollo económico y social de Colombia en las próximas décadas.

9. ACCIONES RECOMENDADAS PARA OPTIMIZAR LA GESTIÓN AMBIENTAL, DE ENFOQUE TERRITORIAL, TÉCNICO Y NORMATIVO PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SIN.

A continuación, nos permitimos presentar una serie de acciones que desde la UPME evidenciamos pueden optimizar la gestión ambiental, de enfoque territorial, técnico y normativo para la modernización del SIN.

Es importante aclarar que, estas acciones se proponen como un punto de partida para iniciar una discusión interinstitucional que permita unir esfuerzos para lograr la efectiva materialización de las obras planteadas en el documento, que son necesarias para superar los desafíos del sector eléctrico, así como, guiar la evolución de la red hacia un modelo que garantice sostenibilidad, confiabilidad y eficiencia operativa, en un marco de transición energética y transformación tecnológica.

9.1 Articulación Interinstitucional

Acción: Se propone, desde la UPME y con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, promover una articulación interinstitucional que involucre a las entidades territoriales, ambientales, y demás actores que, tienen un relacionamiento directo con la ejecución de los proyectos del SIN. El objetivo es establecer mesas de trabajo para abordar los temas relevantes identificados como retos anteriormente. Entre las prioridades, considerando su impacto en los cronogramas de los proyectos, se encuentran: la remuneración de nuevas tecnologías, las sustracciones de reserva forestal, la consulta previa, la estandarización de procedimientos y criterios técnicos para la evaluación de solicitudes de licencias ambientales, así como la implementación del Decreto 1275 de 2024.

Finalmente, la implementación de algunos Sandbox Regulatorios que permitan definir reglas claras para la implementación de tecnologías que permitan modernizar la red.

9.2 Estrategia de Enfoque Territorial de la UPME

Acción: Se contempla dar continuidad a la implementación de la estrategia territorial mediante la apertura de espacios de socialización, diálogo y comunicación que integren a los actores interesados y relacionados, directa o indirectamente, con los proyectos contemplados en este plan de expansión. Estos actores incluyen no solo a las entidades institucionales, sino también a las comunidades étnicas y no étnicas, para las cuales se desarrollarían estrategias de comunicación diferenciadas, adaptadas a sus particularidades culturales y sociales.

Estos espacios serán fundamentales para presentar los proyectos, sus objetivos, la necesidad de su ejecución y los beneficios esperados. Asimismo, permitirán recoger retroalimentación desde las perspectivas de los distintos actores, lo cual enriquecerá y fortalecerá el ejercicio de planeación estratégica, garantizando un enfoque más inclusivo y colaborativo.

9.3 Mecanismo de Articulación con Autoridades Ambientales para procesos de licenciamiento ambiental y procesos de sustracciones de reserva forestal

Acción: Para la UPME, es prioritario establecer un mecanismo de articulación efectiva con las entidades competentes en materia ambiental, que facilite la toma de decisiones relacionadas con las licencias, permisos ambientales y sustracciones de reserva forestal requeridos para la viabilidad ambiental de los proyectos incluidos en el plan de expansión. Este mecanismo debe ser concebido como un ejercicio técnico de socialización y retroalimentación con dichas entidades, que permita fortalecer el entendimiento mutuo y la cooperación interinstitucional.

Se sugiere que, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía (MME), se convoquen estos espacios de interacción, no solo como foros de socialización, sino también como plataformas de trabajo conjunto sobre temas críticos. Entre estos temas destacan: el cumplimiento de los plazos normativos establecidos para la evaluación de solicitudes de licenciamiento ambiental y de sustracción de reserva forestal, la estandarización y unificación de criterios técnicos de evaluación, la revisión de inquietudes surgidas a partir de experiencias documentadas por los mismos inversionistas y las propuestas de mejora de los procedimientos que se han identificado durante la ejecución de los proyectos.

El objetivo principal es promover una mayor claridad y consenso en torno a los aspectos que históricamente han generado debates en los procesos de licenciamiento y de sustracción de reservas forestales, contribuyendo así a una gestión más eficiente y alineada con los objetivos de sostenibilidad y desarrollo del sector energético y del país.

9.4 Cooperación con el Ministerio del Interior y DANCP para los procesos de Consulta Previa

Acción: En el marco de la articulación interinstitucional propuesta con las entidades ambientales, también se sugiere establecer un mecanismo de cooperación formal con el Ministerio del Interior y la Dirección de Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP). Con este mecanismo se pretende incluir la creación de espacios de trabajo conjunto orientados a identificar y proponer mejoras en los procesos de consulta previa a partir de las experiencias recolectadas en la planeación de los proyectos del plan de expansión y desde las experiencias en la ejecución de estos por parte de los inversionistas y de las mismas comunidades. El objetivo es que se den todas las condiciones para garantizar el derecho fundamental de las comunidades a la consulta previa, pero al mismo tiempo que estos procesos se desarrollen dentro de plazos razonables y efectivos, minimizando reprocesos que puedan retrasar de manera indefinida la ejecución de los proyectos.

Además, se propone trabajar junto con la DANCP, planteando una estrategia de acompañamiento activo de la UPME, junto con el Ministerio de Minas y Energía (MME), para que en las etapas del proceso de la consulta previa que se requieran la entidad participe. Este rol activo se propone para la aclaración de dudas relacionadas con los proyectos, sus características y beneficios, entre otros aspectos relevantes, contribuyendo a un diálogo más transparente y efectivo entre las partes involucradas.

9.5 Participación en la Fase de Alistamiento Institucional Decreto 1275 de 2024

Contexto: Entrada en vigor del Decreto 1275 de 2024 a partir del 15 de octubre de 2024, con un periodo de alistamiento institucional liderado por el MADS por 6 meses.

Acción: Como planificadores del plan de expansión, que incluye proyectos de alta relevancia para el desarrollo del país y que abarcan diversos territorios, resulta crucial proponer nuestra participación activa durante esta etapa de alistamiento institucional, con el objetivo de tener claridad sobre los procedimientos y mecanismos necesarios para consultar la información requerida, facilitando la planeación y elaboración de los estudios ambientales requeridos en los trámites de licenciamiento ambiental, sustracciones de reserva, entre otros.

10. ANEXOS

Anexo 1. LISTADO MAESTRO DE OBRAS CANDIDATAS PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SIN

Tabla 10-1. Listado maestro de obras candidatas

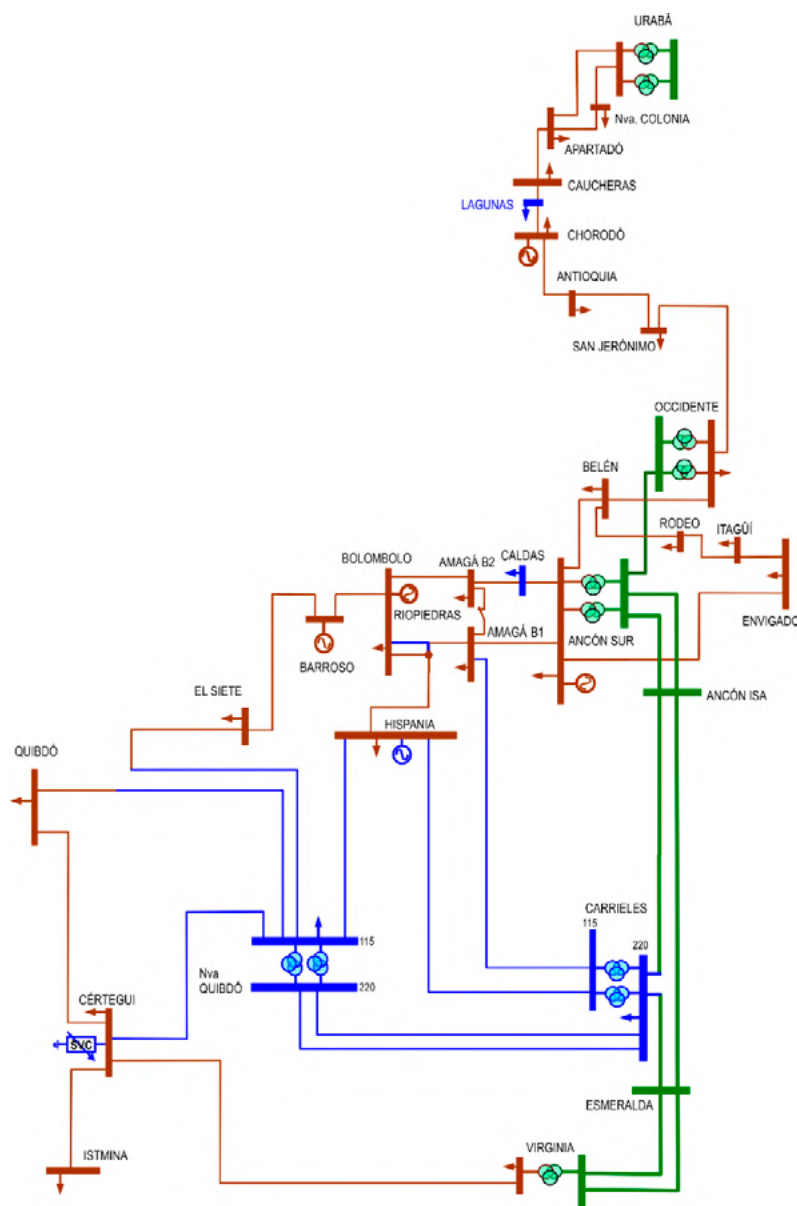
Tipo de Obra	Código de la obra	Nombre de la obra
REFUERZOS DE NUEVAS LÍNEAS EN INFRAESTRUCTURA DE DOBLE CIRCUITO	RNL2C – 001	Tramo de Línea Urabá – Montería 220 kV
	RNL2C – 002	Tramo de Línea Montería – Chinú 220kV
	RNL2C – 003	Segunda Línea Bolívar - Toluviejo 220 Kv
	RNL2C – 004	Segunda Línea Chinú - Toluviejo 220 Kv
	RNL2C – 005	Segunda Línea Riohacha - 220 Maicao 110 Kv
	RNL2C – 006	Segunda Tramo Sogamoso La Loma 500 KV
	RNL2C – 007	Segundo Tramo La Ceja - Sonsón 110 kV
REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS CON CONDUCTORES DE ALTA TEMPERATURA	HTLS – 001	Refuerzo Bolívar STR 66 kV
	HTLS – 002	Refuerzo Cauca – Nariño STR 115 kV
	HTLS – 003	Refuerzo Meta STR 115 kV
RECONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES	RS – 001	Reconfiguración Subestación Fundación 220 kV
	RS – 002	Reconfiguración Subestación Valledupar 220 kV
	RS – 003	Reconfiguración Subestación Copey 220 kV
	RS – 004	Reconfiguración Subestación Ternera 220 kV 52

Tipo de Obra	Código de la obra	Nombre de la obra
OBRAS DE EXPANSIÓN DE CORTO CIRCUITO	ACC – 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ancón Sur 110 kV
	ACC – 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Belén 110 kV
	ACC – 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guatapé 220 kV
	ACC – 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Salto 110 kV
	ACC – 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Primavera 220 kV
	ACC – 006	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guayabal 110 kV
	ATCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Termoflores 220/110 kV
	ATCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación El Río 110 kV
	ATCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 220 kV
	ATCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sabanalarga 220 kV
	ATCC - 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Silencio 110 kV
	ATCC - 006	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación TEBSA 110 kV
	ATCC - 007	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Nueva Barranquilla 220 kV
	BCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Mesa 230 kV
	BCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Veraguas 115 kV
	BCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Circo 115 kV
	BCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Guavio 230 kV
	BCC - 005	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Torca 230 kV
	BLCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bolívar 220 kV
	BLCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Bosque 66 kV
	BLCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cospique 66 kV
	BLCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ternera 66 kV
	BCCC- 001	Repotenciación capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones Paipa 115 kV; Sochagota 115 kV, Belencito 115 kV y HOLCIM 115 kV
	BCCC- 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Antonio 115 kV
	CSCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Cerromatoso
	CSCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Chinú 110 kV
	GCMCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 220 kV
	GCMCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Copey 110 kV
	SNSCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Sogamoso 230 kV
	SNSCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Ocaña 230 kV
	VCQRCC - 001	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Juanchito 115 kV
	VCQRCC - 002	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Luis 115 kV
	VCQRCC - 003	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación San Marcos 115 kV
	VCQRCC - 004	Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito Subestación Esmeralda 115 kV

Tipo de Obra	Código de la obra	Nombre de la obra
EXPANSIÓN ESTRUCTURAL	EE - 001	Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas
	EE - 002	Nueva Subestación Macana 230/115 kV y líneas asociadas
	EE - 003	Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV
	EE - 004	Nueva Subestación Carlosama 230/115 kV
	EE - 005	Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño 220 kV
	EE - 006	Bahías de transformación de la subestación Sahagún 500 kV
	EE - 007	Nueva subestación La Gaitana 230/115 kV
	EE - 008	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Antioquia
	EE - 009	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Caribe
	EE - 010	Redundancia en protección diferencial en subestaciones de alto impacto en Oriental
	EE - 011	Repotenciación de la capacidad de interrupción de la subestación Salitre 115 kV, de 40 kA a 50 kA.
	EE - 012	Nuevo enlace a Corzo 500 kV.
	EE - 013	Reactores de línea el doble circuito Guavio – Chivor 230 kV
	EE - 014	Tercer transformador Heliconia 500/230/34.5 kV
	EE - 015	Segundo Transformador La Virginia 500/230 kV
	EE - 016	Segundo Transformador San Marcos 450 MVA 500/230 kV
	EE - 017	Segundo transformador Páez 220/115 kV
	EE - 018	Segundo Transformador San Bernardino 220/115 kV.
	EE - 019	Refuerzo Transformación Cerromatoso – Chinú 500/230 kV.
	EE - 020	Nueva subestación Almendros 220/110 kV
	EE - 021	Segundo Transformador Cuestecitas 500/230 kV
	EE - 022	Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV
	EE - 023	Tercer transformador La Loma 500/110 kV.
	EE - 024	Tercer Transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña
	EE - 025	Segundo circuito Altamira – Pitalito 115 kV y segundo corredor Altamira – Florencia - Doncello 115 kV.
	EE - 026	Complemento La Paz
IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS (SAEB) PARA LA MITIGACIÓN DE RESTRICCIONES DEL SISTEMA Y DESPLAZAMIENTO DE INVERSIÓN EN NUEVOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN	SAEB -001	SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá
	SAEB -002	Mompox 115 kV
	SAEB -003	SAEB -Doncello 115 kV
	SAEB -004	SAEB - Buchely 115 kV
	SAEB -005	SAEB - La Loma 110 kV
DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA	FACTS -001	SSSC en el circuito Sierra – San Carlos 230 kV
	FACTS -002	SSSC en el circuito Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV

Tipo de Obra	Código de la obra	Nombre de la obra
COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	CS -001	Compensadores Síncronos GCM
	CS -002	Compensadores Síncronos Córdoba – Sucre y Bolívar
	CS -003	Compensadores Síncronos Atlántico

Anexo 2. DIAGRAMAS UNIFILARES

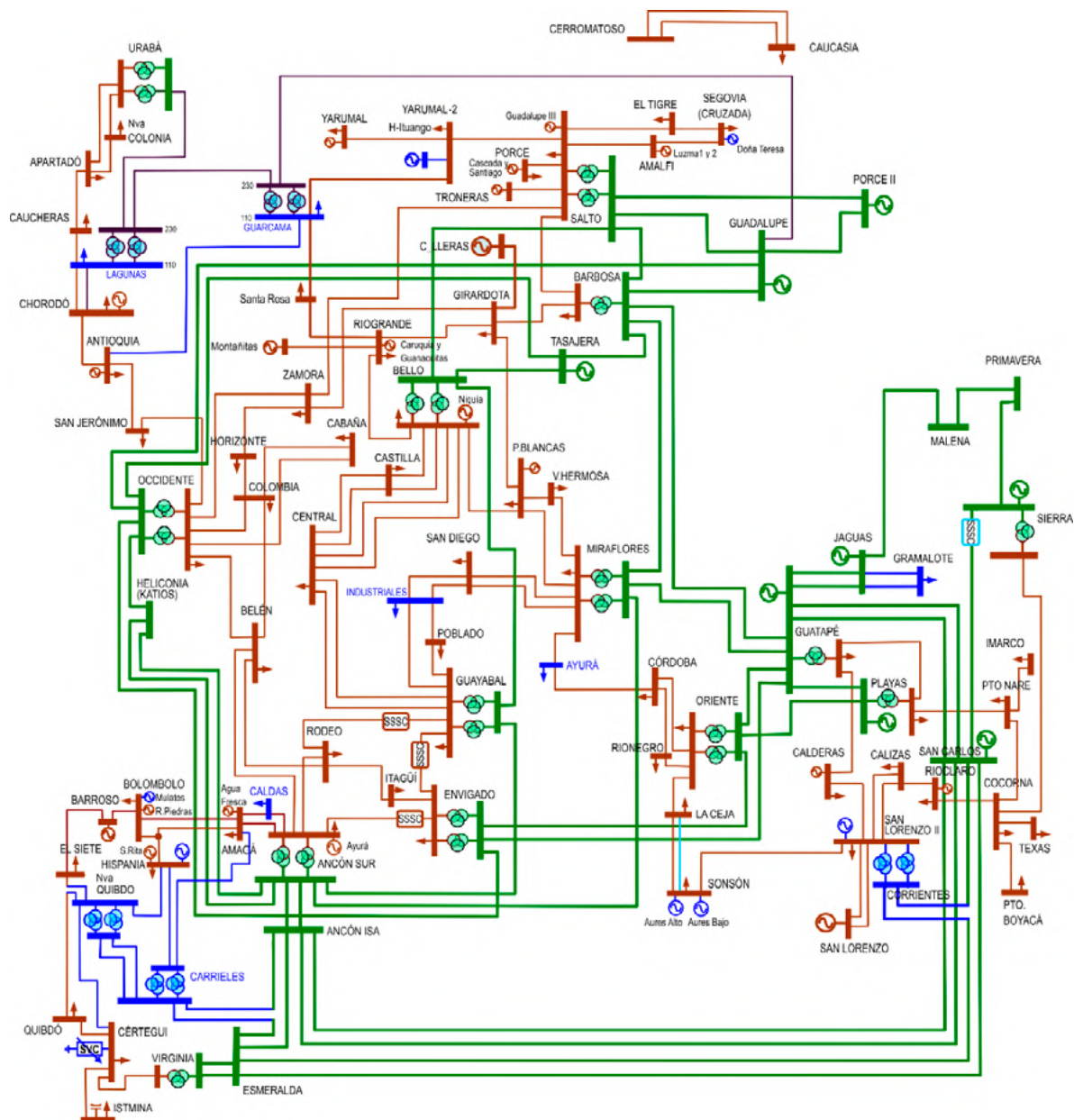


ÁREA ANTIOQUIA - CHOCÓ

■ 220 kV ■ 110 kV ■ Proyectos de Expansión

Figura 10-1. Diagrama unifilar Área Antioquia - Chocó.

Fuente: UPME



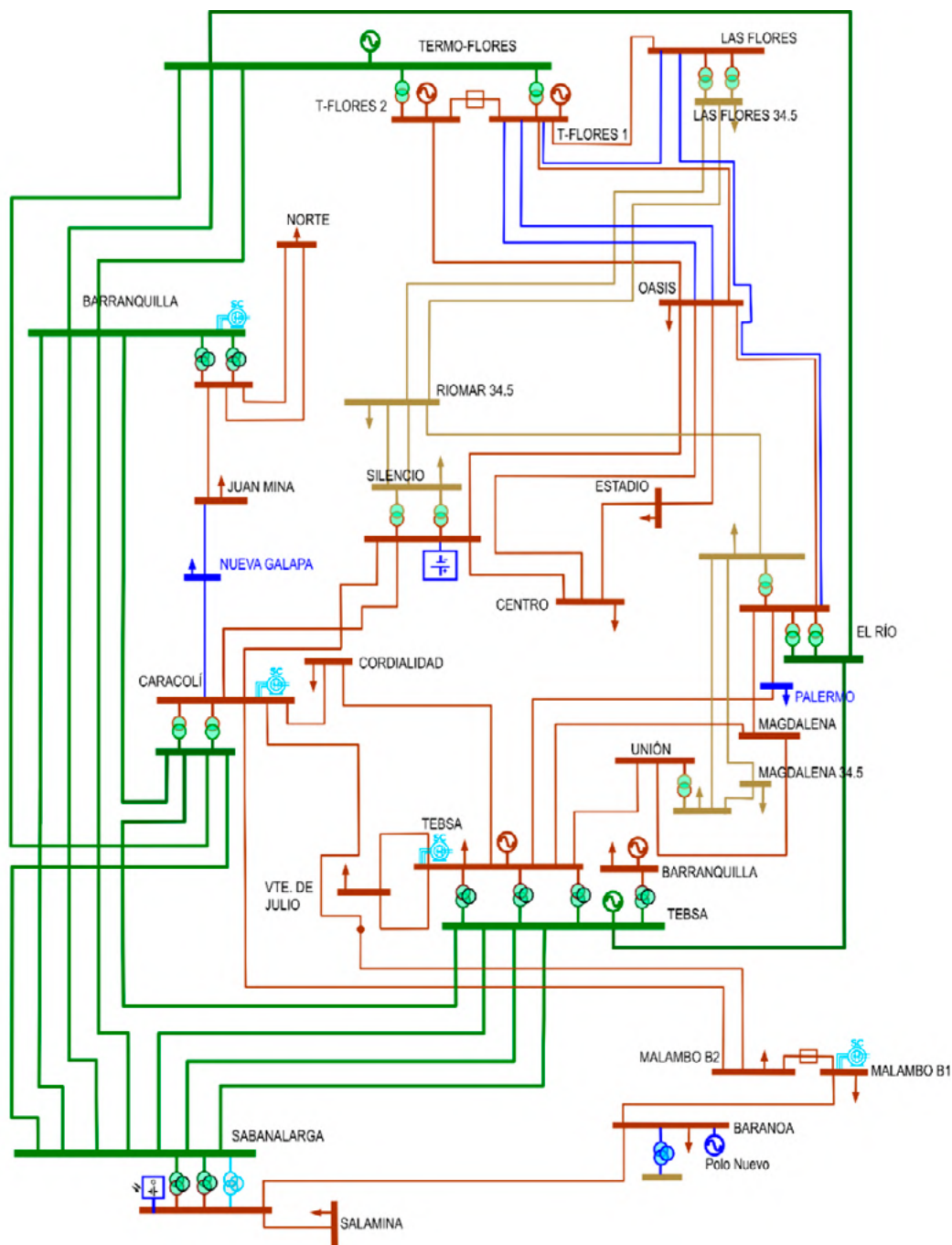
ÁREA ANTIOQUIA

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

SSSC Compensador Estático Síncrono en Serie

Figura 10-2. Diagrama unifilar Área Antioquia

Fuente: UPME

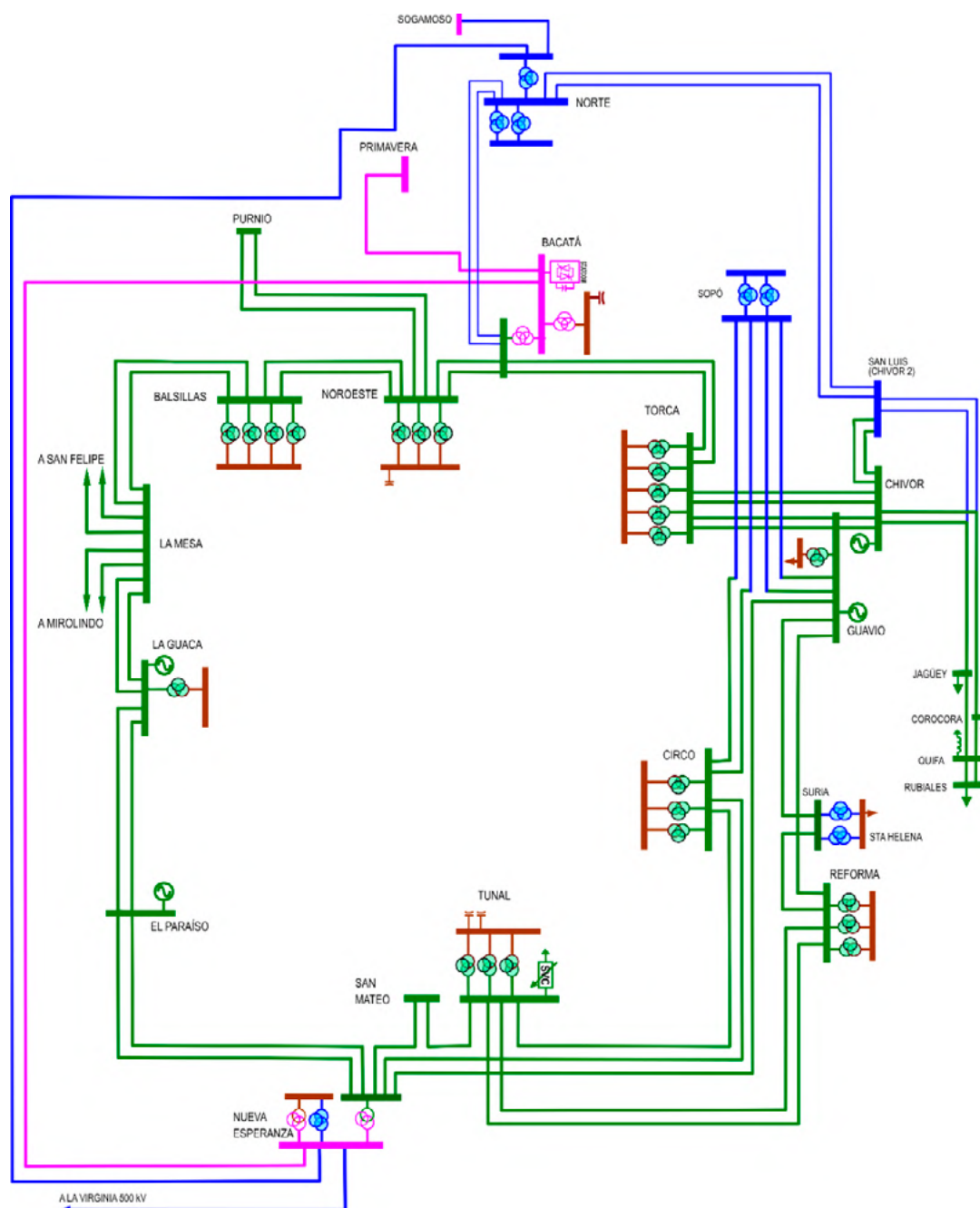


ÁREA ATLÁNTICO

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

Figura 10-3. Diagrama unifilar Área Atlántico

Fuente: UPME



ÁREA BOGOTÁ STN Y TRANSFORMACIÓN

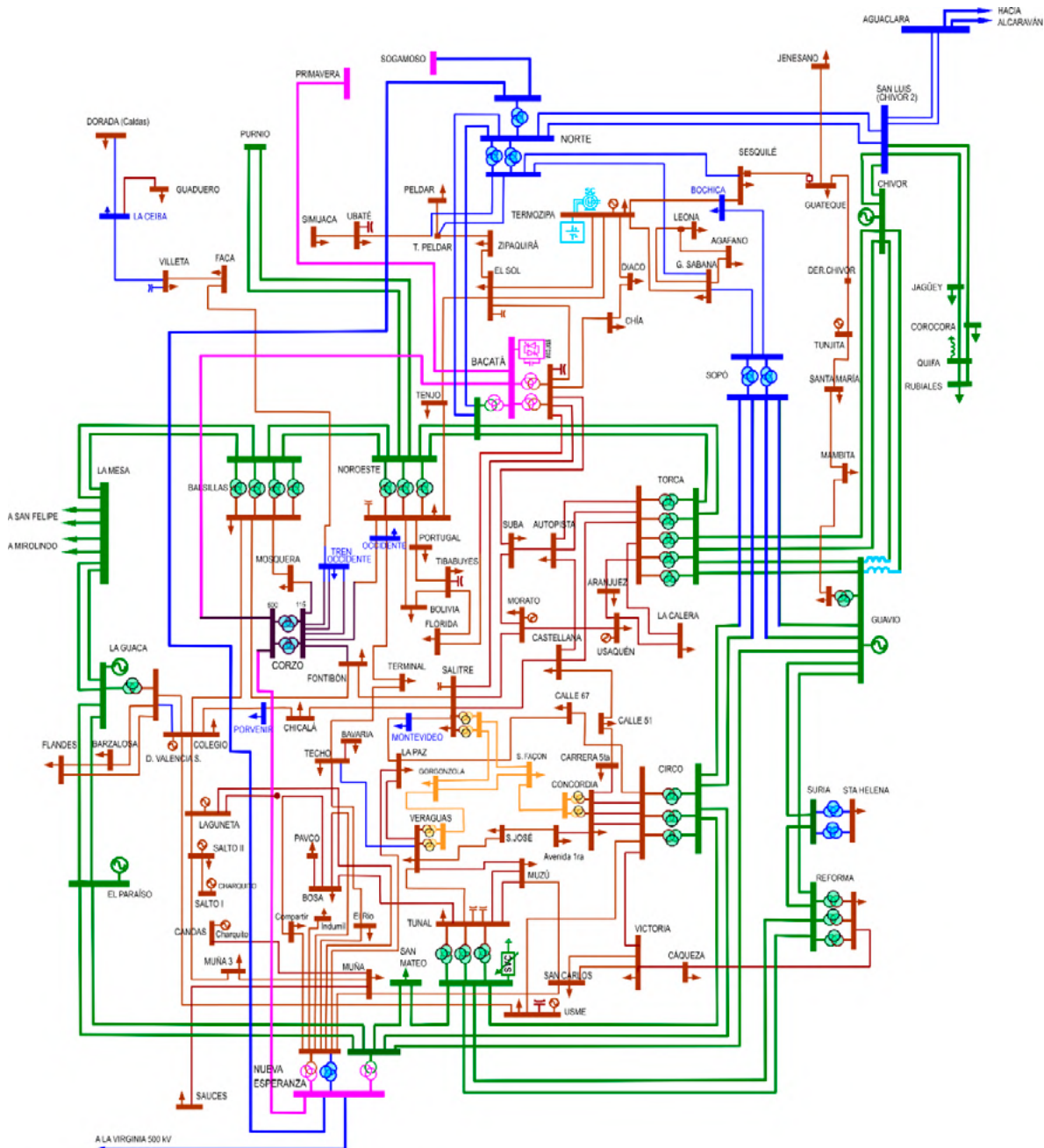
■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

Figura 10-4. Diagrama unifilar Área Bogotá STN y Transformación

Fuente: UPME



Fuente: UPME



ÁREA BOGOTÁ CON EXPANSIÓN

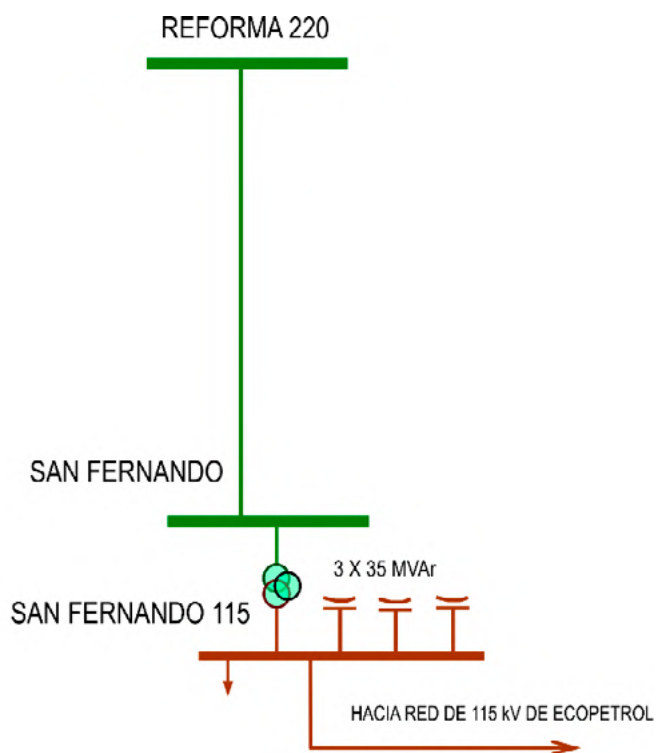
■ 500 kV
 ■ 230 kV
 ■ 115 kV
 ■ 57.5 kV
 ■ Expansión bajo análisis
 ■ Proyectos de Expansión
 ■ Expansión Indicativa



Compensador Síncrono
 + Almacenamiento con Batería - SAEB

Figura 10-6. Diagrama unifilar Área Bogotá con expansión

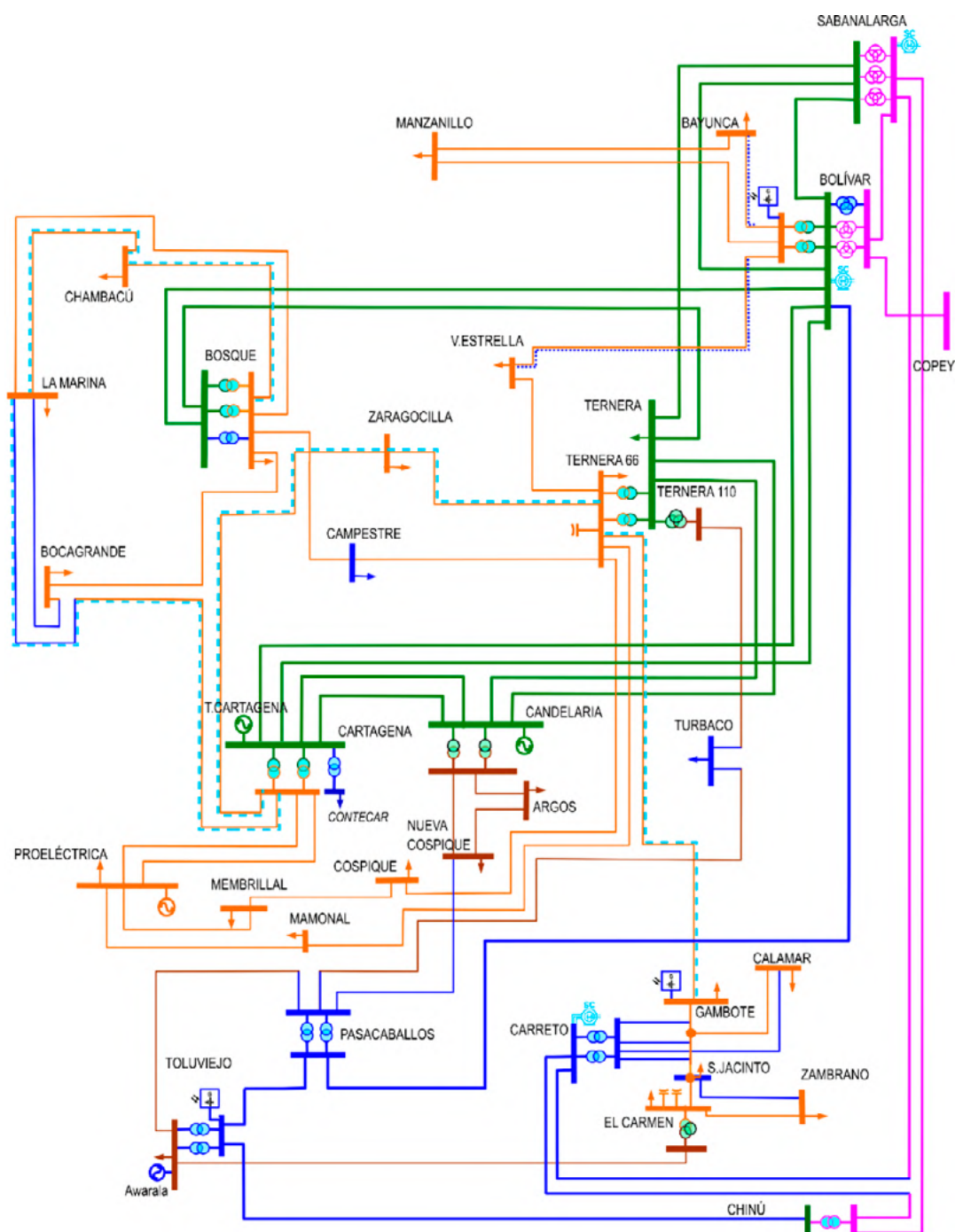
Fuente: UPME



ÁREA META - SISTEMA ECOPETROL

500 kV 230 kV 115 kV 57.5 kV

Figura 10-7. Diagrama unifilar Área Meta – Sistema Ecopetrol
Fuente: UPME

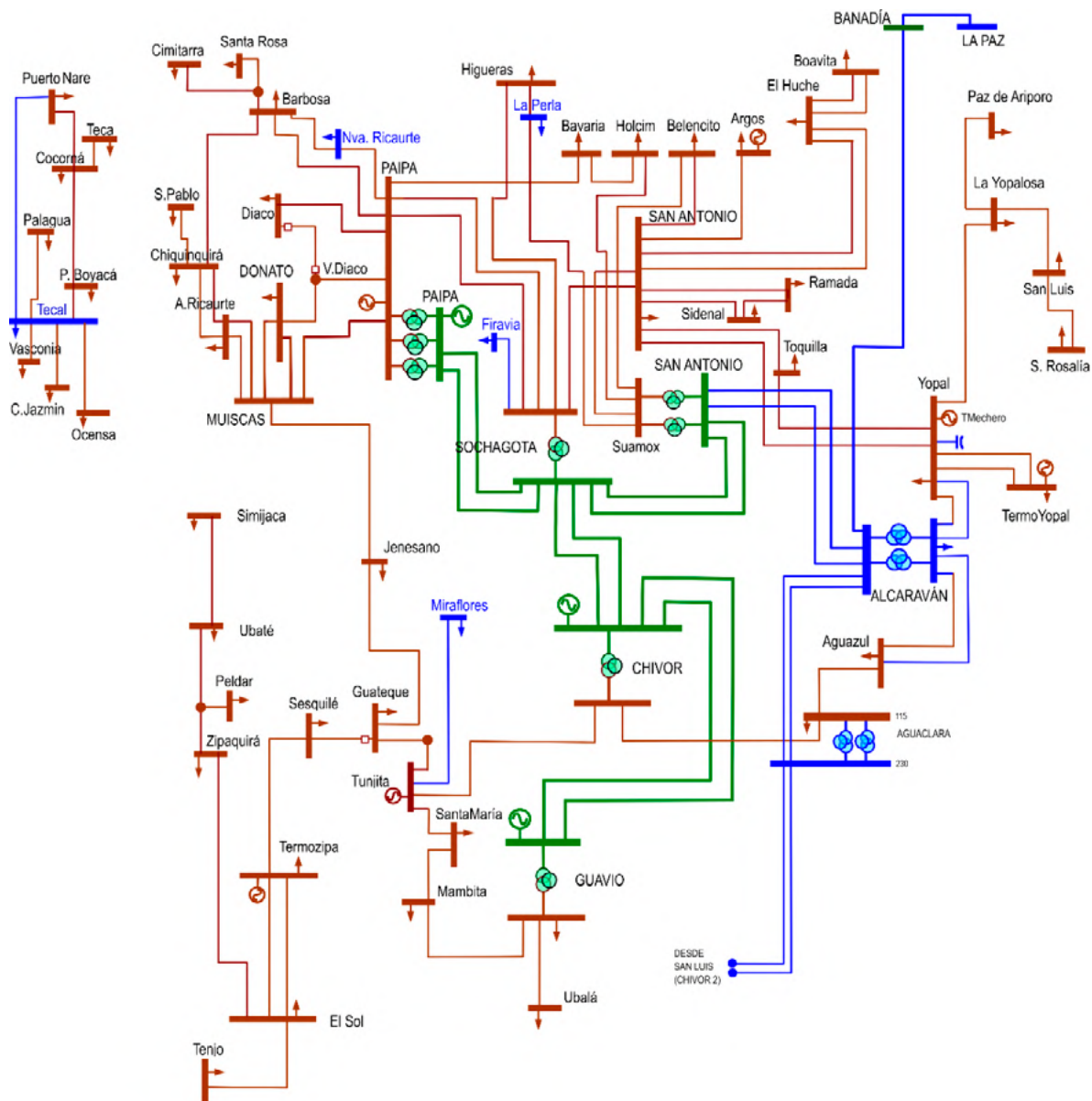


ÁREA BOLÍVAR

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión Indicativa
⚙ Compensador Síncrono - - - - - Repotenciación

Figura 10-8. Diagrama unifilar Área Bolívar

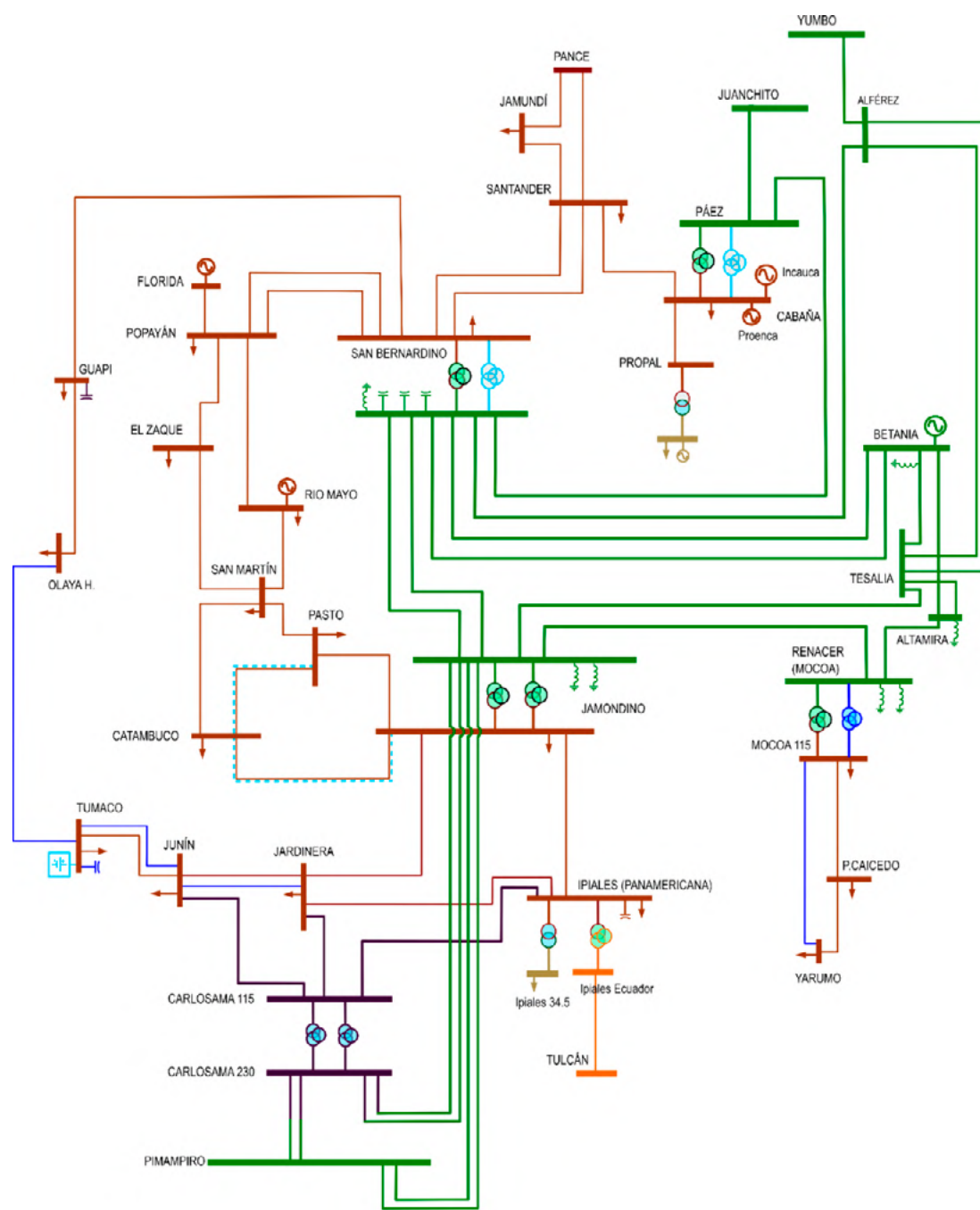
Fuente: UPME



ÁREA BOYACÁ - CASANARE

500 kV 230 kV 115 kV Proyectos de Expansión

Figura 10-9. Diagrama unifilar Área Boyacá - Casanare
Fuente: UPME

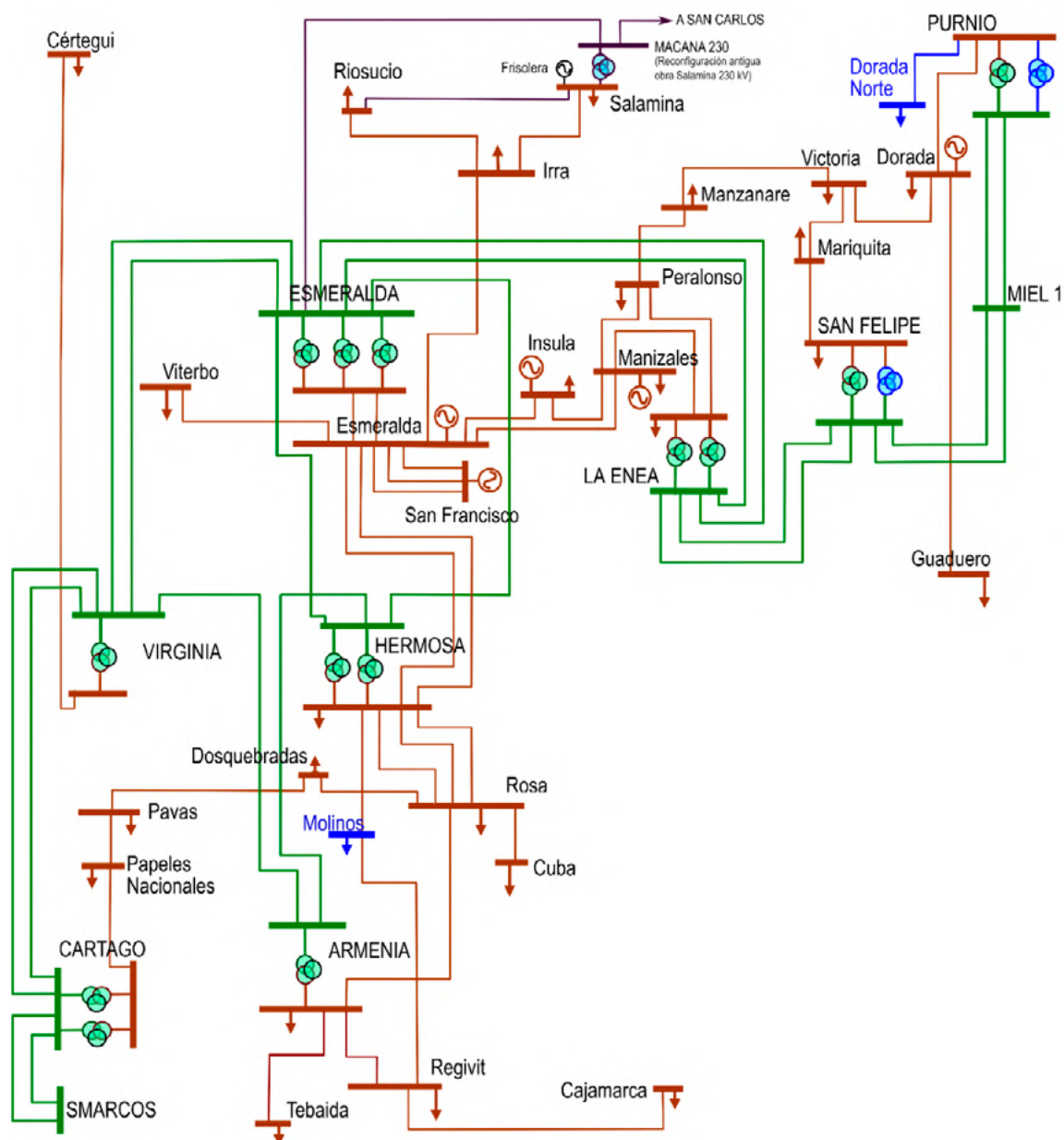


ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ 138 kV ■ Expansión bajo análisis ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión Indicativa
 [SAEB] Almacenamiento con Batería - SAEB - - - - - Repotenciación

Figura 10-10. Diagrama unifilar Área Cauca - Nariño

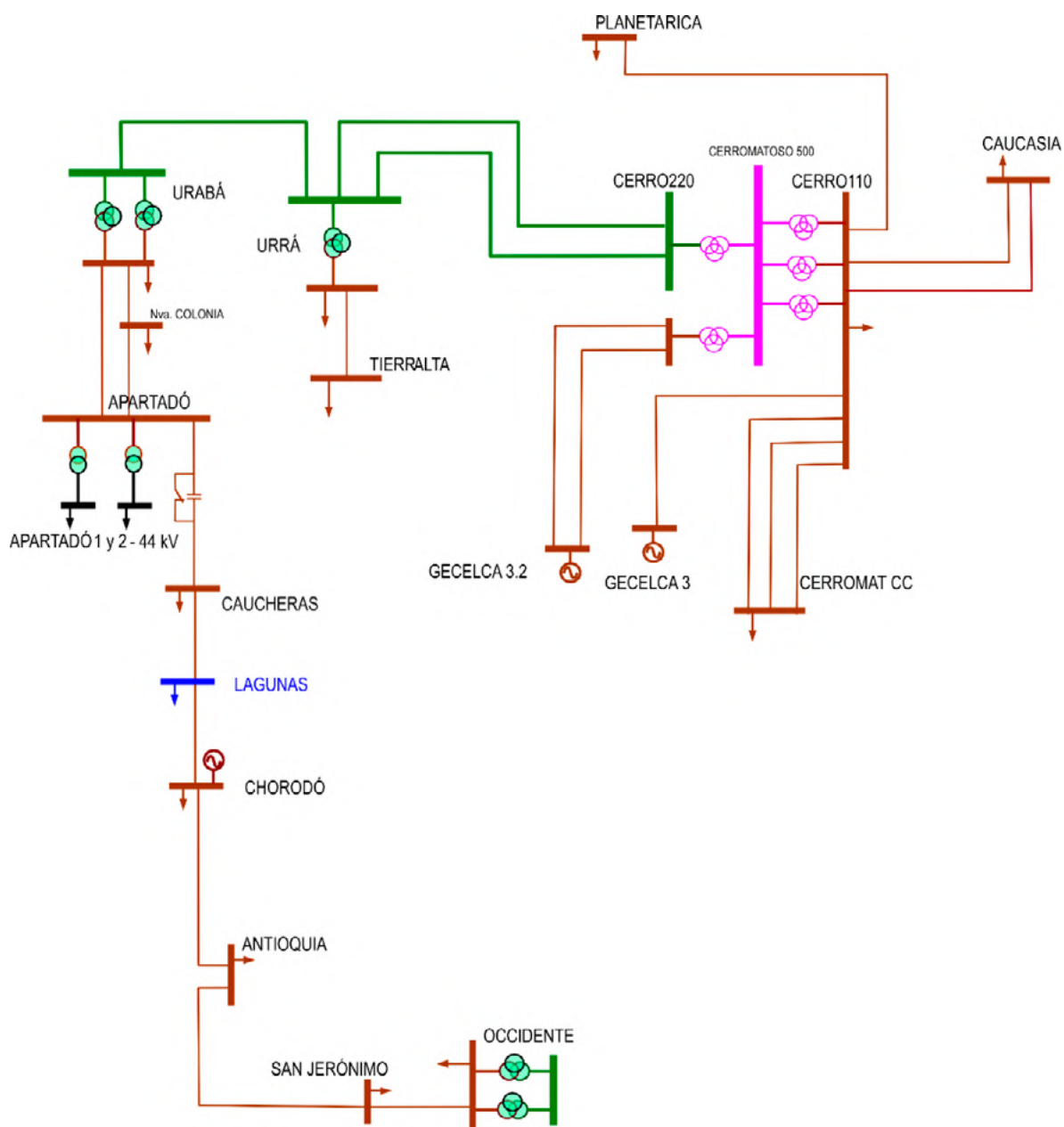
Fuente: UPME



ÁREA CALDAS - QUINDÍO - RISARALDA

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

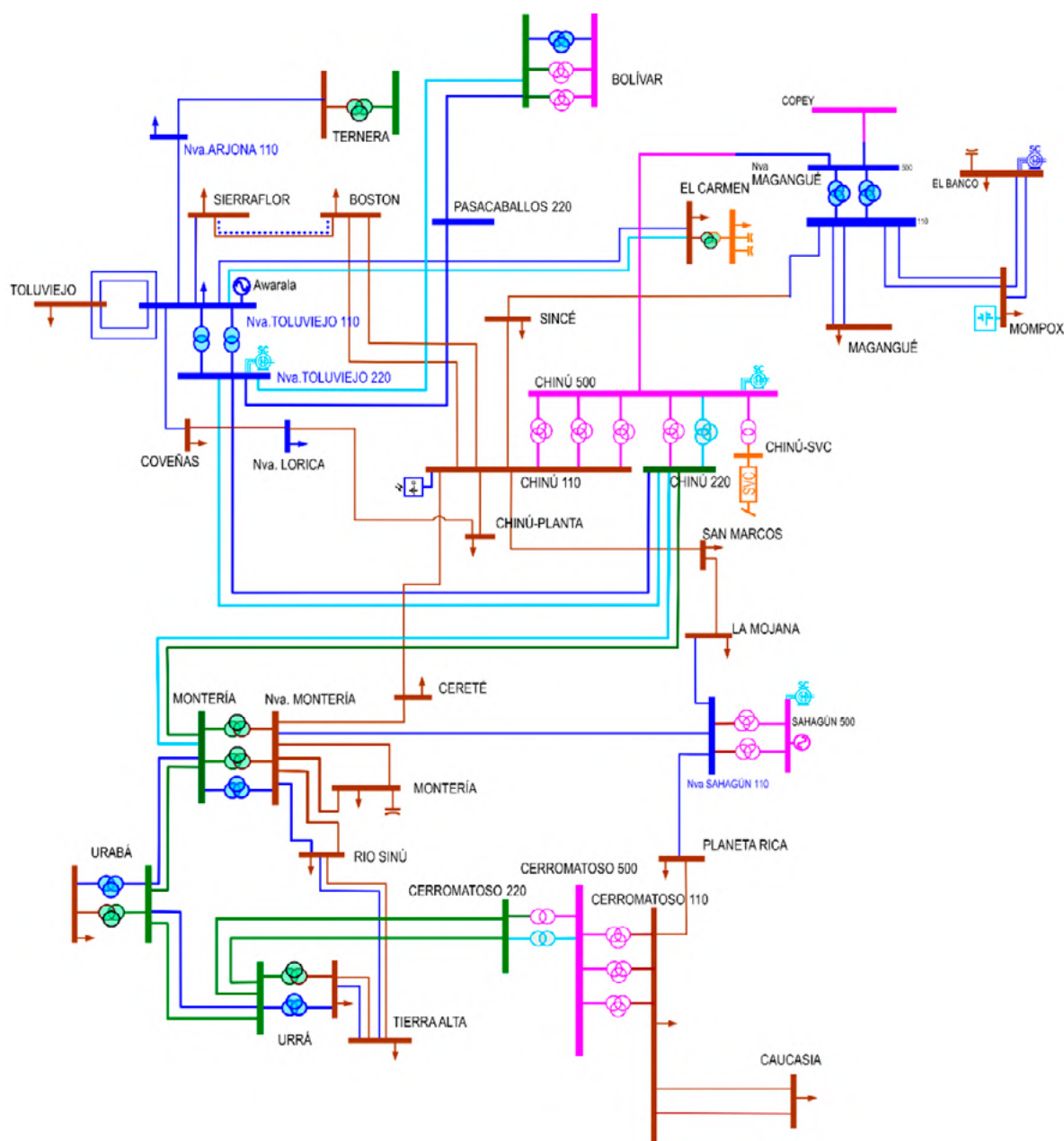
Figura10-11. Diagrama unifilar Área Caldas – Quindío - Risaralda
Fuente: UPME



ÁREA CERROMATOSO

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

Figura 10-12. Diagrama unifilar Área Cerromatoso
Fuente: UPME

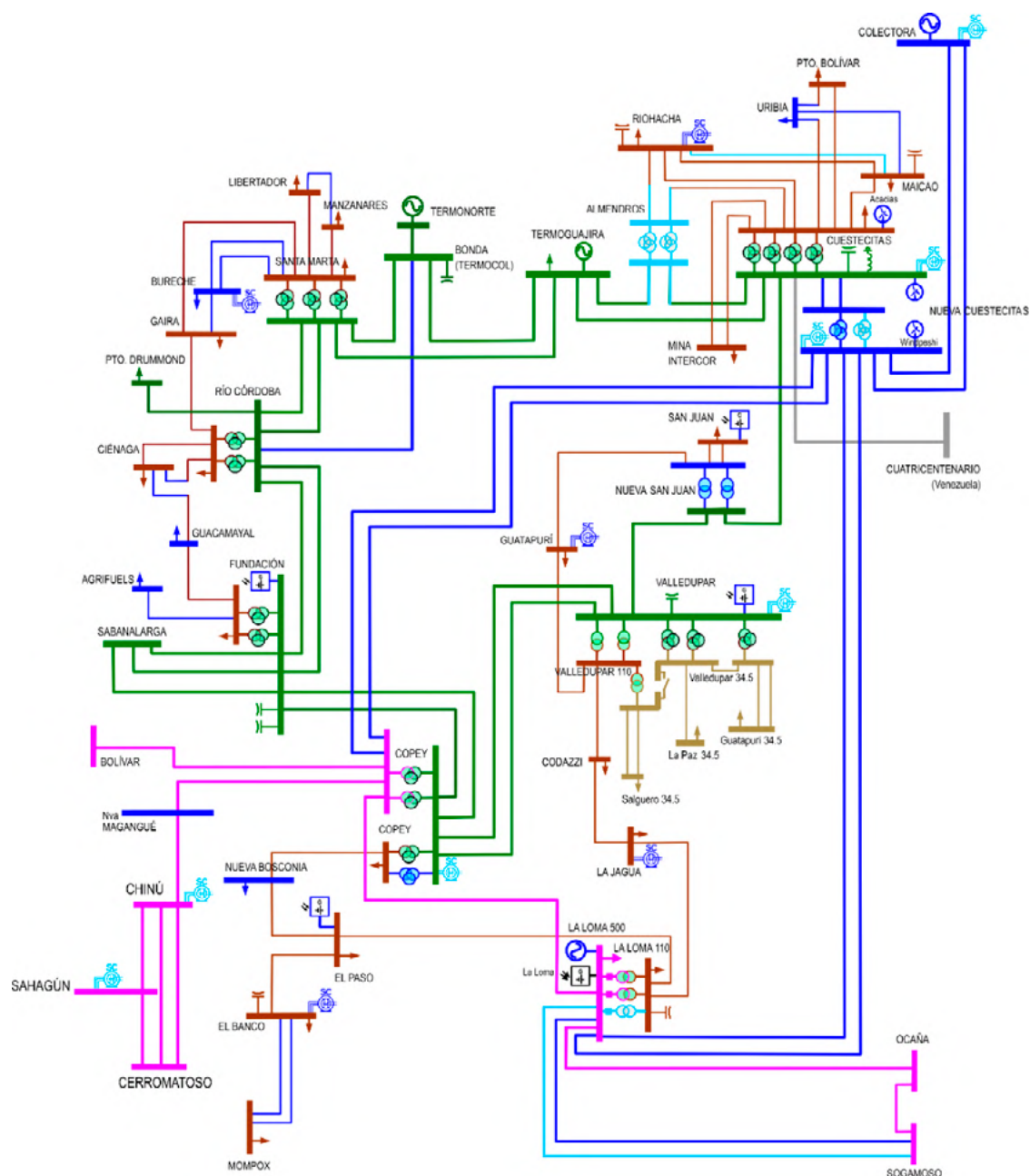


ÁREA CÓRDOBA - SUCRE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión Indicativa
⊗ Compensador Síncrono ---- Repotenciación ⊕ Almacenamiento con Batería - SAEB

Figura 10-13. Diagrama unifilar Área Córdoba - Sucre

Fuente: UPME

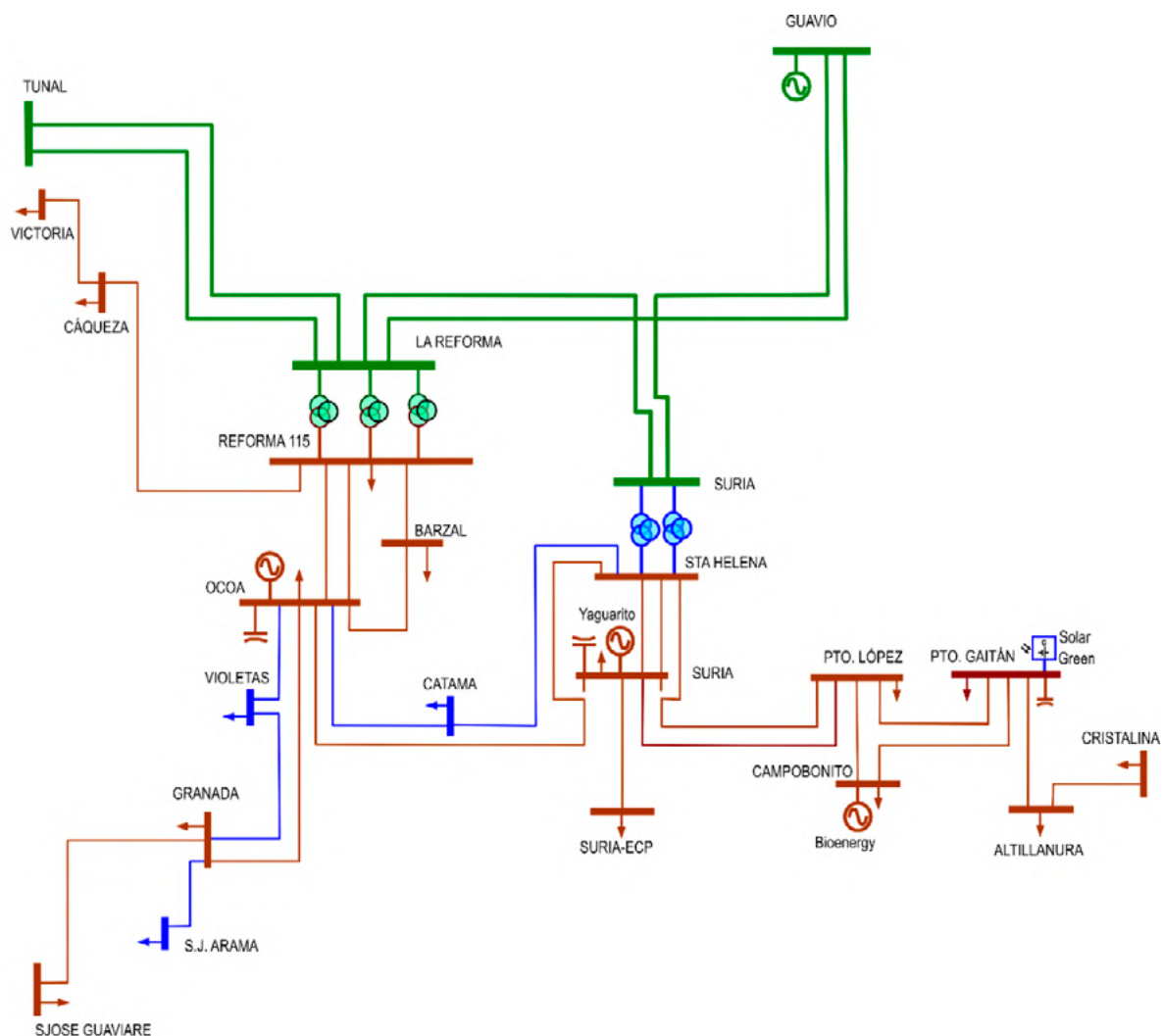


ÁREA GUAJIRA - CESAR - MAGDALENA

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ 66 kV ■ Expansión Bajo Análisis ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión Indicativa ■ Fuera de servicio
 Compensador Sincrono

Figura 10-14. Diagrama unifilar Área Guajira – Cesar – Magdalena

Fuente: UPME

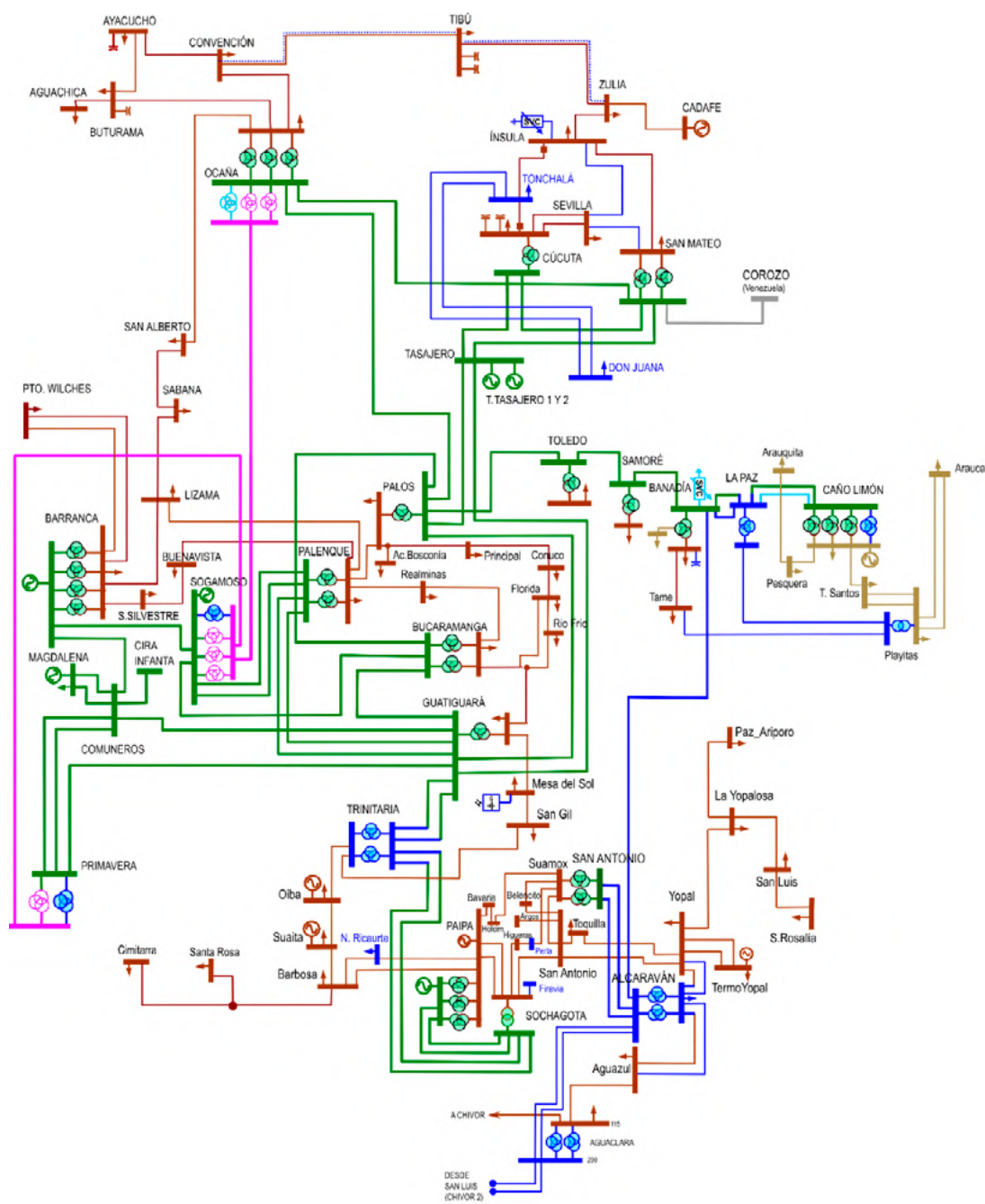


ÁREA META - GUAVIARE

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

Figura 10-15. Diagrama unifilar Área Meta - Guaviare

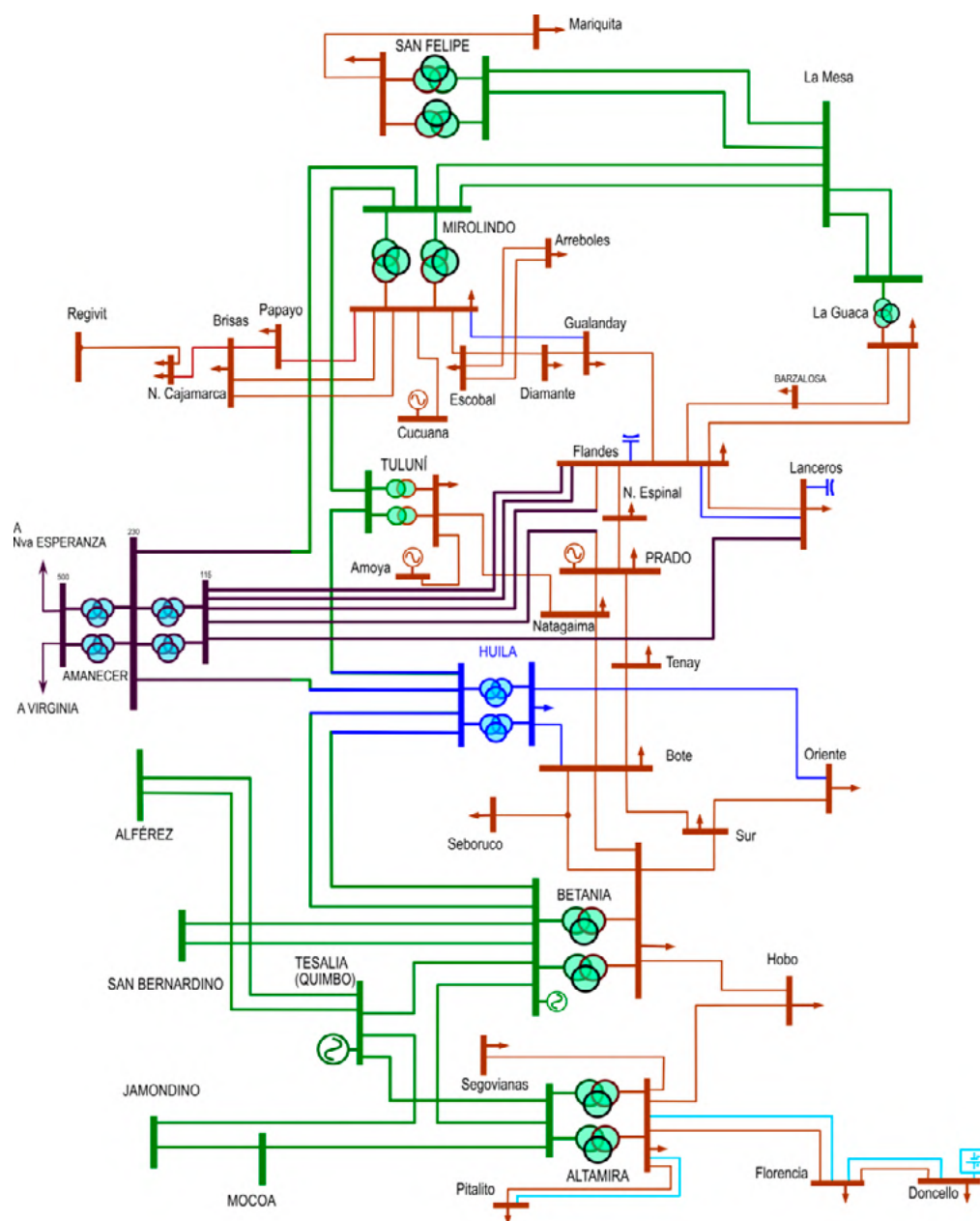
Fuente: UPME



ÁREA NORDESTE

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

Figura 10-16. Diagrama unifilar Área Nordeste
 Fuente: UPME



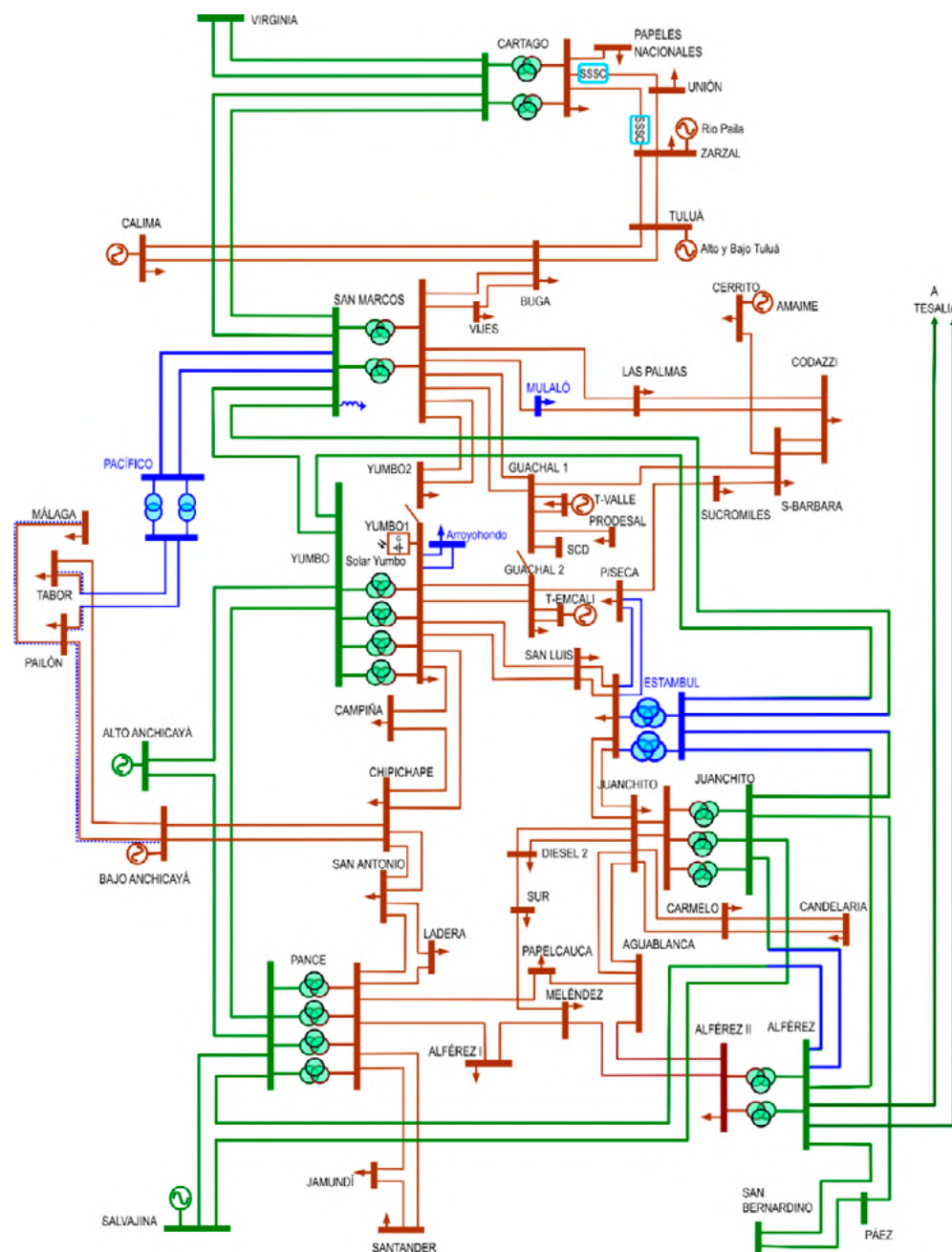
ÁREA TOLIMA - HUILA - CAQUETÁ

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

Almacenamiento con Batería - SAEB

Figura 10-17. Diagrama unifilar Área Tolima – Huila - Caquetá

Fuente: UPME



ÁREA VALLE

■ 500 kV ■ 230 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión ■ Expansión Indicativa
 - - - - - Repotenciación SSSC Compensador Estático Síncrono en Serie

Figura 10-18. Diagrama unifilar Área Valle

Fuente: UPME

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

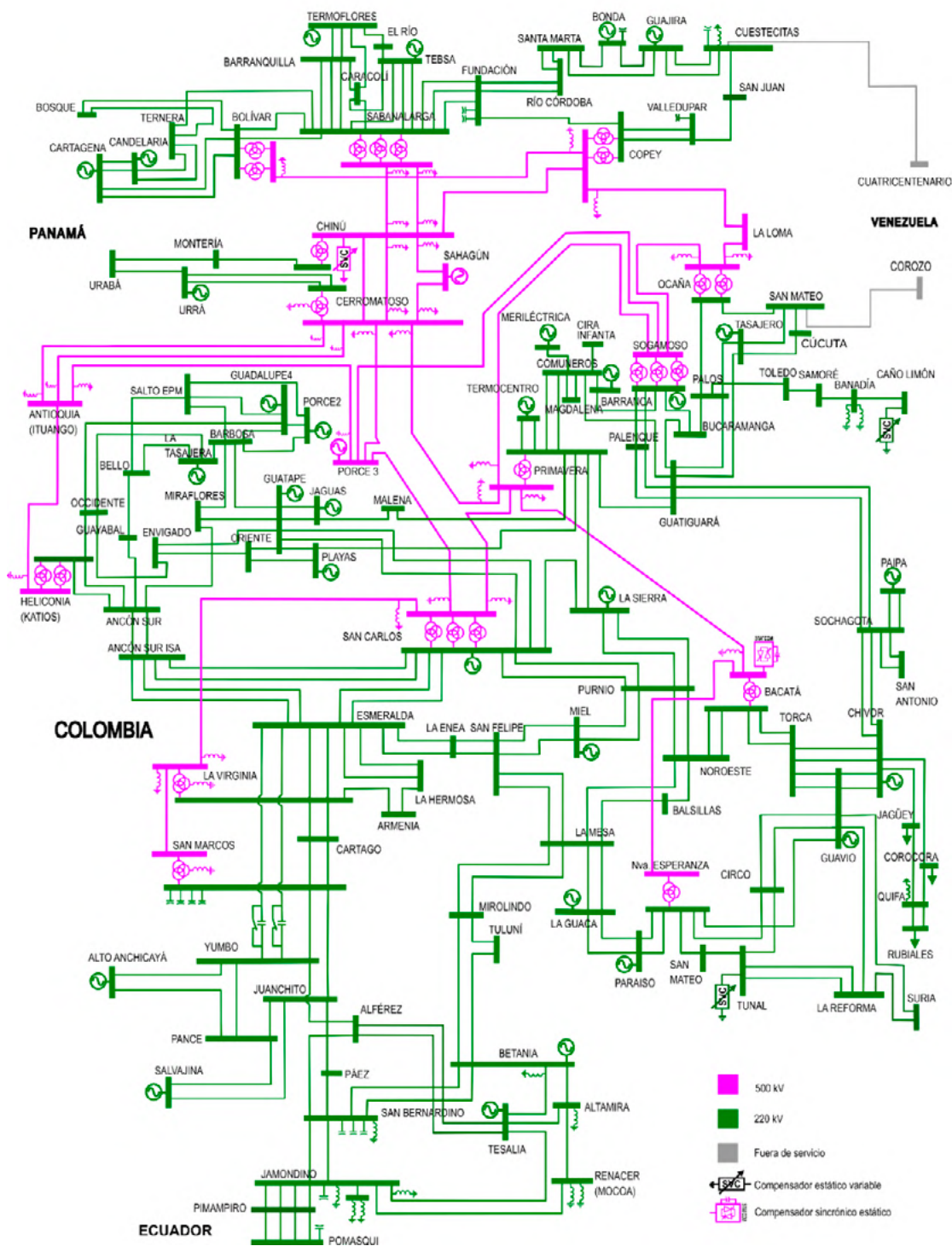


Figura 10-19. Diagrama unifilar Sistema de Transmisión Nacional - SIN
Fuente: UPME



Unidad de Planeación
Minero Energética



2024

