

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2020 – 2034

VOLUMEN 3. TRANSMISIÓN



Unidad de Planeación Minero Energética

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, permitir la conexión de nueva capacidad de generación y reducir las restricciones, se elabora el Plan de Expansión del sistema de Transmisión Nacional – STN, el cual define las obras de este sistema y da señales de expansión a los Sistemas de Transmisión Regionales – STR. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de mediano y largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia.

LISTA DE SIGLAS

AEO:	Annual Energy Outlook.
BTU:	British Thermal Unit.
CND:	Centro Nacional de Despacho.
CNO:	Condición Normal de Operación
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRO:	Costo de Racionamiento.
CAPT:	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
DANE:	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
DFACTS:	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna distribuidos.
DOE EIA:	U.S. Energy Information Administration.
ENFICC:	Energía en Firme.
ENS:	Energía No Suministrada.
EDAC:	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
FACTS:	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
FPO:	Fecha de Entrada en Operación
GNC:	Gobierno Nacional Central.
GNL:	Gas Natural Licuado.
HVDC:	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
kV:	Kilo Voltio.
MVA:	Mega Voltio Amperio.
MW:	Mega Vatio.
MVAR:	Mega Voltio Amperio Reactivo.
MPCD:	Millones de pies cúbicos diarios.
OR:	Operador de Red.
OEF:	Obligación de Energía Firme.
PIB:	Producto Interno Bruto.
PST:	Transformadores de desplazamiento de fase
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
S/E:	Subestación.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STEOT:	Short Term Energy Outlook.
STR:	Sistema de Transmisión Regional.
SDL:	Sistema de Distribución Local.
SVC:	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
STATCOM:	Compensador Estático Síncrono.
TRM:	Tasa Representativa del Mercado.
TRF:	Transformador.
TPC:	Terapiés cúbicos.
VPN:	Valor Presente Neto
XM:	Expertos del Mercado.
ZCIT:	Zona de confluencia intertropical.
ZNI:	Zona No Interconectada

TABLA DE CONTENIDO

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	12
INTRODUCCIÓN	12
REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	12
Obras Suroccidental – Proyecto Estambul	12
Subestación Huila (Norte)	39
Obras Suroccidental – Compensación Suroccidental.....	63
Obras Guajira Cesar Magdalena – Análisis Compensación.....	70
Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Santander	76
Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Antioquia/Santander	79
USO DE FACTS DISTRIBUIDOS	82
ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.....	93
ANÁLISIS NIVEL DE CORTO SABANALARGA.....	94
CONFIGURACIÓN SUBESTACIONES.....	96
ANÁLISIS VISIÓN LARGO PLAZO	98
PLANEACIÓN DISRUPTIVA	103
ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR	104
Área Caribe – Atlántico	104
Área Caribe – Bolívar	106
Área Caribe: Córdoba – Sucre, Chinú	108
Área Caribe: Córdoba – Sucre, Cerromatoso.....	109
Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena	109
Área Nordeste – Santander	110
Área Nordeste – Norte de Santander	112
Área Nordeste – Boyacá – Casanare	113
Área Nordeste – Arauca.....	113

Área Antioquia – Antioquia.....	114
Área Antioquia – Chocó	115
Área Oriental – Bogotá.....	116
Área Oriental – Meta – Guaviare	118
Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda	119
Área Suroccidental – Valle.....	120
Área Suroccidental – Cauca – Nariño.....	120
Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá.....	121
Área Suroccidental – Putumayo.....	121
4. RECOMENDACIONES.....	122
5. DIAGRAMAS UNIFILARES	123
6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2021	137
7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 2034	138
8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN.....	139
9. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL.....	140
10. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2035	141
11. PROYECTOS APROBADOS A LOS ORs	142

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 3-1 – Red Actual Valle	15
Gráfica 3-2 Alternativa 1 Estambul.....	22
Gráfica 3-3 Alternativa 2 Estambul.....	27
Gráfica 3-4 Alternativa 3 Estambul.....	33
Gráfica 3-5 Alternativa 1 Huila	46
Gráfica 3-6 Alternativa 2 Huila	49
Gráfica 3-7 alternativa 3 Huila.....	52
Gráfica 3-8 Alternativa 4 Huila	55
Gráfica 3-9 Nivel de Corto	61
Gráfica 3-10 Desempeño del sistema en demanda mínima – Gen mínima	65
Gráfica 3-11 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 KV – 2022.....	66
Gráfica 3-12 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 KV – 2022.....	66
Gráfica 3-13 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 KV – 2025.....	67
Gráfica 3-14 Tensiones en barras de 500 KV y 230 KV - 2022	68
Gráfica 3-15 Tensiones en barras de 500 KV y 230 KV - 2023	68
Gráfica 3-16 Tensiones en barras de 500 KV y 230 KV - 2025	69
Gráfica 3-17 Efecto en unidades equivalentes - 2022	70
Gráfica 3-18 Necesidades de potencia reactiva	72
Gráfica 3-19Sensibilidad de absorción potencia reactiva en GCM.....	74
Gráfica 3-20 Capacidad Aprobada Santander	76
Gráfica 3-21 Proyectos en análisis UPME	77
Gráfica 3-22 Visión Largo Plazo Fase 1.....	99
Gráfica 3-23 Visión Largo Plazo Fase 2.....	100
Gráfica 3-24 Visión Largo Plazo Fase 3.....	101
Gráfica 3-25 Visión Largo Plazo Fase 4.....	102

Gráfica 3-26 Planeación disruptiva	103
Gráfica 3-27: Área Caribe Actual.	104
Gráfica 3-28: Área Nordeste.	111
Gráfica 3-29: Área Antioquia.	114
Gráfica 3-30 Área Oriental.....	116
Gráfica 3-31: Área Suroccidental.	119

LISTA DE TABLAS

Tabla 3-1 Escenarios Relevantes Analizados	14
Tabla 3-2 Escenario 1, demanda máxima - 2025	16
Tabla 3-3 Escenario 1, demanda media - 2025	16
Tabla 3-4 Escenario 3, demanda máxima – 2025	17
Tabla 3-5 Escenario 3, demanda media - 2025	17
Tabla 3-6 Escenario 5, demanda máxima - 2025	17
Tabla 3-7 Escenario 5, demanda media - 2025	18
Tabla 3-8 Escenario 1, demanda máxima – 2030	18
Tabla 3-9 Escenario 1, demanda media - 2030	19
Tabla 3-10 Escenario 3, demanda máxima - 2030	19
Tabla 3-11 Escenario 5, demanda media - 2030	20
Tabla 3-12 Escenario 5, demanda máxima - 2030	20
Tabla 3-13 Escenario 1, demanda máxima – 2025	23
Tabla 3-14 Escenario 1, demanda media – 2025	23
Tabla 3-15 Escenario 5, demanda máxima – 2025	23
Tabla 3-16 Escenario 5, demanda media – 2025	24
Tabla 3-17 Escenario 1, demanda máxima – 2030	24
Tabla 3-18 Escenario 1, demanda media – 2030	24
Tabla 3-19 Escenario 3, demanda máxima – 2030	25
Tabla 3-20 Escenario 3, demanda media – 2030	25
Tabla 3-21 Escenario 5, demanda máxima – 2030	25
Tabla 3-22 Escenario 5, demanda media – 2030	26
Tabla 3-23 Escenario 1, demanda máxima – 2025	28
Tabla 3-24 Escenario 1, demanda media – 2025	28
Tabla 3-25 Escenario 5, demanda máxima – 2025	28

Tabla 3-26 Escenario 5, demanda media – 2025	29
Tabla 3-27 Escenario 1, demanda máxima – 2030	29
Tabla 3-28 Escenario 1, demanda media – 2030	29
Tabla 3-29 Escenario 3, demanda máxima – 2030	30
Tabla 3-30 Escenario 3, demanda media – 2030	30
Tabla 3-31 Escenario 5, demanda máxima – 2030	31
Tabla 3-32 Escenario 5, demanda media – 2030	31
Tabla 3-33 Capacidad adicional STN Estambul	32
Tabla 3-34 Escenario 1, demanda media – 2025	34
Tabla 3-35 Escenario 5, demanda máxima – 2025	34
Tabla 3-36 Escenario 5, demanda media – 2025	35
Tabla 3-37 Escenario 1, demanda máxima – 2030	35
Tabla 3-38 Escenario 1, demanda media – 2030	35
Tabla 3-39 Escenario 5, demanda máxima – 2030	36
Tabla 3-40 Escenario 5, demanda media – 2030	36
Tabla 3-41 Nivel de corto	37
Tabla 3-42 Costos del proyecto	38
Tabla 3-43 Beneficios del proyecto	39
Tabla 3-44 Escenarios Relevantes Analizados.....	41
Tabla 3-45 Escenario 1, demanda máxima – 2025 en Huila	41
Tabla 3-46 Escenario 1, demanda mínima – 2025 en Huila	42
Tabla 3-47 Escenario 1, demanda máxima – 2030 en Huila	42
Tabla 3-48 Escenario 1, demanda mínima – 2030 en Huila	43
Tabla 3-49 Escenario 2, demanda mínima – 2025 Huila	44
Tabla 3-50 Escenario 2, demanda mínima - 2030	44
Tabla 3-51 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila	47

Tabla 3-52 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila	48
Tabla 3-53 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila	50
Tabla 3-54 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila	50
Tabla 3-55 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila	53
Tabla 3-56 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila	53
Tabla 3-57 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila	56
Tabla 3-58 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila	56
Tabla 3-59 Escenario 1, demanda máxima – 2030 Huila	57
Tabla 3-60 Escenario 1, demanda mínima – 2030 Huila	58
Tabla 3-61 Consideraciones Análisis Reactiva Suroccidental	64
Tabla 3-62 Escenarios extremos Guajira Cesar Magdalena	71
Tabla 3-63 Desempeño Sistema 2021	73
Tabla 3-64 Reactor en Cuestecits o Colectora 500 kV	75
Tabla 3-65 Desempeño del sistema con reactor de 88 MVAr en Cuestecitas y Colectora 500 kV	75
Tabla 3-66 Desempeño del sistema sin proyecto	77
Tabla 3-67 Desempeño del sistema 536 MW adicionales	78
Tabla 3-68 Desempeño del sistema sin proyecto	79
Tabla 3-69 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 300 MW adicionales	80
Tabla 3-70 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 900 MW adicionales	81
Tabla 3-71 Desempeño del sistema sin proyecto	82
Tabla 3-72 Desempeño del sistema con proyecto	83
Tabla 3-73 Desempeño sin proyecto 2022	85
Tabla 3-74 Desempeño Sistematica Atlantico 2022 – 300 MW con proyecto	87
Tabla 3-75 Desempeño del sistema sin proyectos	90
Tabla 3-76 Desempeño del Sistema 2022 sin con equipos DFACTS y si expansión	91
Tabla 3-77 Desempeño del sistema 2023 con DFACTS y Expansión	92

Tabla 3-78 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de si capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STN 2020	93
Tabla 3-79 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de si capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STR	93
Tabla 3-80 Desempeño del Sistema Alternativas	94
Tabla 3-81 Costo de las Alterntativas	95
Tabla 3-82: Desempeño del sistema en Atlántico.....	105
Tabla 3-83: Desempeño del sistema en Bolívar.	107
Tabla 3-84: Desempeño del sistema en Chinú.	108
Tabla 3-85: Desempeño del sistema en Cerromatoso.....	109
Tabla 3-86: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.	110
Tabla 3-87: Desempeño del sistema en Santander.....	111
Tabla 3-88: Desempeño del sistema en Norte de Santander.....	112
Tabla 3-89: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.....	113
Tabla 3-90: Desempeño del sistema en Antioquia.	114
Tabla 3-91: Desempeño del sistema en Chocó.	115
Tabla 3-92: Desempeño del sistema en Bogotá.	116
Tabla 3-93: Desempeño del sistema en Meta.....	119
Tabla 3-94: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.	120
Tabla 3-95: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.	121

3. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan en el sistema.

Esta versión del Plan fue desarrollado durante el 2020 y se utilizó la proyección de demanda de este mismo año. Respecto a transmisión, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN particularmente se realizaron los análisis correspondientes a; i) Nuevo punto de conexión entre el Sistema de Trasmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional en el departamento del Huila, ii) Nuevo punto de conexión entre el Sistema de Trasmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional en el departamento del Valle, iii) Ubicación de compensación reactiva en el área suroccidental, iv) Ampliación de capacidad de transformación en Sogamoso y Primavera para permitir conexión de plantas en el área, v) Uso de nuevas tecnologías correspondientes a equipos DFACCTS en las áreas de Bolívar, Atlántico y Guajira – Cesar – Magdalena también para permitir conectar generación adicional, vi) Análisis de corto circuito y configuración en diferentes subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional, v) Análisis general de largo plazo y una nueva metodología de planeación.

REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Obras Suroccidental – Proyecto Estambul

Antecedentes

- Se han identificado problemáticas a nivel del Sistema transmisión Regional asociado a la limitación de la capacidad de transporte de los circuitos a nivel de 115 kV, correspondientes a los enlaces: i) Guachal – yumbo 115 kV y ii) Yumbo – San Luis 115 kV.
- Agotamiento capacidad de corto circuito en las subestaciones: i) Yumbo, ii) Guachal.
- Gran cantidad de solicitudes de conexión en el Valle.
- El OR de Red Celsia, presentó una propuesta de un nuevo punto de conexión en el departamento de Valle denominado Estambul.

Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

- Alternativa 1

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV adicionando una derivación de 2 km aproximadamente.
- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y nueve (9) bahías de línea.
- Reconfiguración de los dobles circuitos San Luis – Termoyumbo – Guachal 115 kV en San Luis – Estambul – Guachal 115 kV. Como resultado de esta reconfiguración se dejan de remunerar 4 bahías en Termoyumbo 115 kV.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
- Nuevo circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
- Obras complementarias:
 - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
 - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
 - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbara – Codazzi 2 115 kV.
 - Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

- Alternativa 2

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV adicionando una derivación de 2 km aproximadamente, en un punto a 9,5 km desde la subestación Yumbo y a 8 km desde la subestación Juanchito.
- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV adicionando una derivación de 1 km aproximadamente, en un punto a 9 km desde la subestación San Luis.
- Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV de 10 km.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.

Obras complementarias:

- Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
- Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
- Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.
- Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

- Alternativa 3

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV, adicionando una derivación de 2 km aproximadamente.

- Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
- Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
- Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
- Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.

Obras complementarias:

- Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
- Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
- Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.
- Aumento capacidad de corto en Juanchito y Yumbo 115 kV

Con el fin de verificar el desempeño del sistema, se analizaron múltiples combinaciones de despachos y demanda siendo los más relevantes los mostrados a continuación:

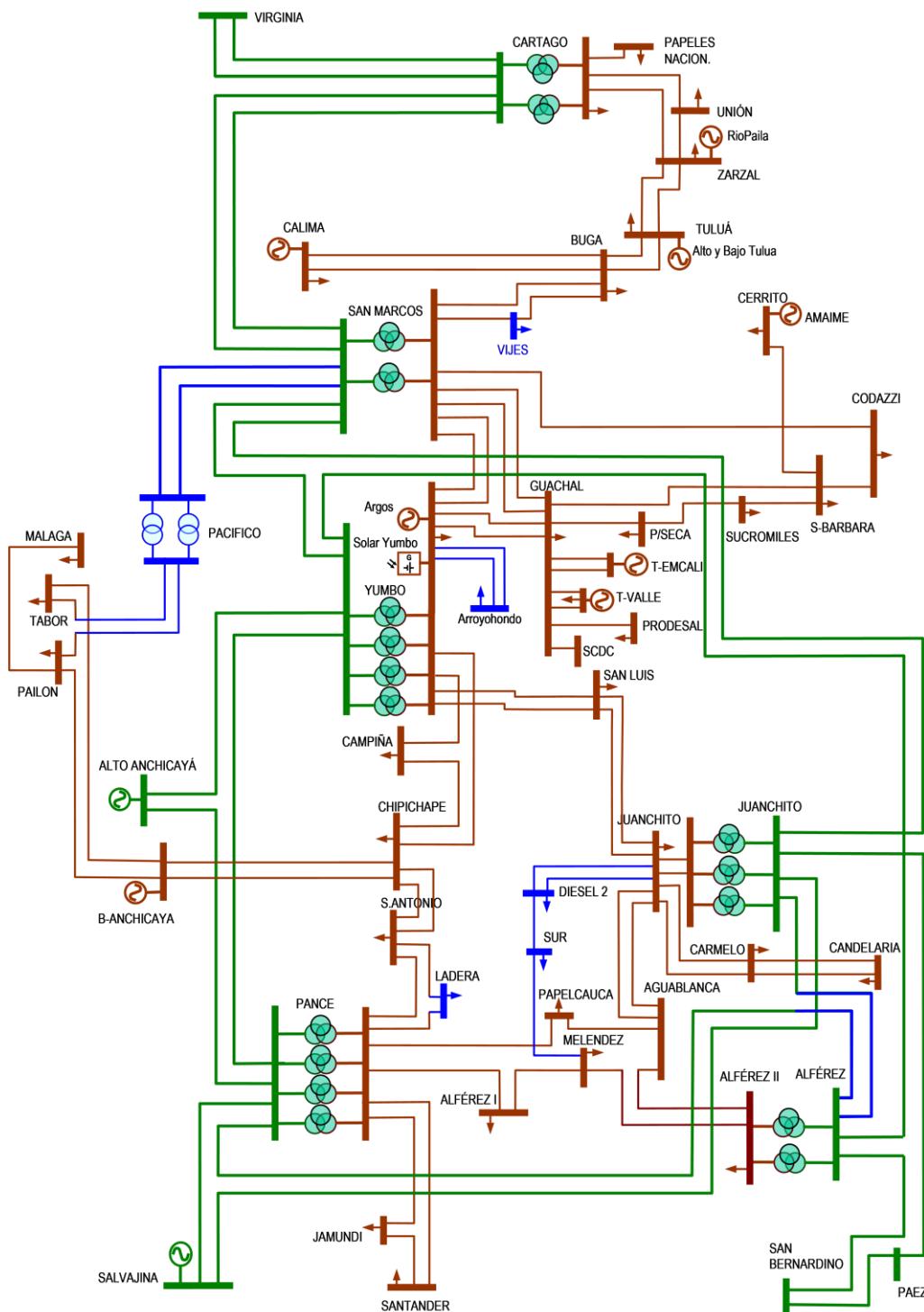
Tabla 3-1 Escenarios Relevantes Analizados

Esc. 1	Gmax	Demanda Max/Med/Min			
Esc. 3	Gen STR	Min	STN/Gin	Max	Demand Max/Med/Min
Esc. 5	Gmax	Demanda Max/Med/Min			
	importación MW	Ecuador 450			

Análisis Sin Proyecto

A continuación se presenta el desempeño del sistema actual sin proyecto para los escenarios presentados.

Gráfica 3-1 – Red Actual Valle



Desempeño Año 2025

A continuación se presenta el desempeño del sistema para el año 2025 para diferentes escenarios

Tabla 3-2 Escenario 1, demanda máxima - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	110,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	110,4
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	97,6
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	97,6
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	89,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	84,2
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,6

Tabla 3-3 Escenario 1, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	121,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	121,1
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	98,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	98,9
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	94,5

Tabla 3-4 Escenario 3, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	103,8
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	103,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	100,7
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	100,7

Tabla 3-5 Escenario 3, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	109
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	109
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	104,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	104,9

Tabla 3-6 Escenario 5, demanda máxima - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	105,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	105,3
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	83,5
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	83,5

Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8
--------------------------	--------------------------	------

El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81
---------------------------	-----------------------------	----

Tabla 3-7 Escenario 5, demanda media - 2025

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	118,2
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	118,2
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
Alferez 2 500/230	Alférez 1 500/230	91,8
Alférez 1 500/230	Alférez 2 500/230	91,8

Desempeño Año 2030

Tabla 3-8 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	104,8
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	104,8
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	89,8
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	89,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

Tabla 3-9 Escenario 1, demanda media - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	115,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	115,4
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	92,4
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	92,4

Tabla 3-10 Escenario 3, demanda máxima - 2030

Contingencia	Componente	[%]
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	107,3
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	107,3
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	99,4
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	99,4
Alferez II - Melendez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	81,3
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	81,3
Alferez II - Melendez 1 115	Diesel II - Sur 1 115	81,3
Pance 2 220/115	Pance 3 220/115	81

Tabla 3-11 Escenario 5, demanda media - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	108,9
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	108,9
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	106,2
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	106,2

Tabla 3-12 Escenario 5, demanda máxima - 2030

Contingencia	Componente	[%]
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	104,5
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	104,5
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6
San Luis - Yumbo 2 115	San Luis - Yumbo 1 115	85,9
San Luis - Yumbo 1 115	San Luis - Yumbo 2 115	85,9

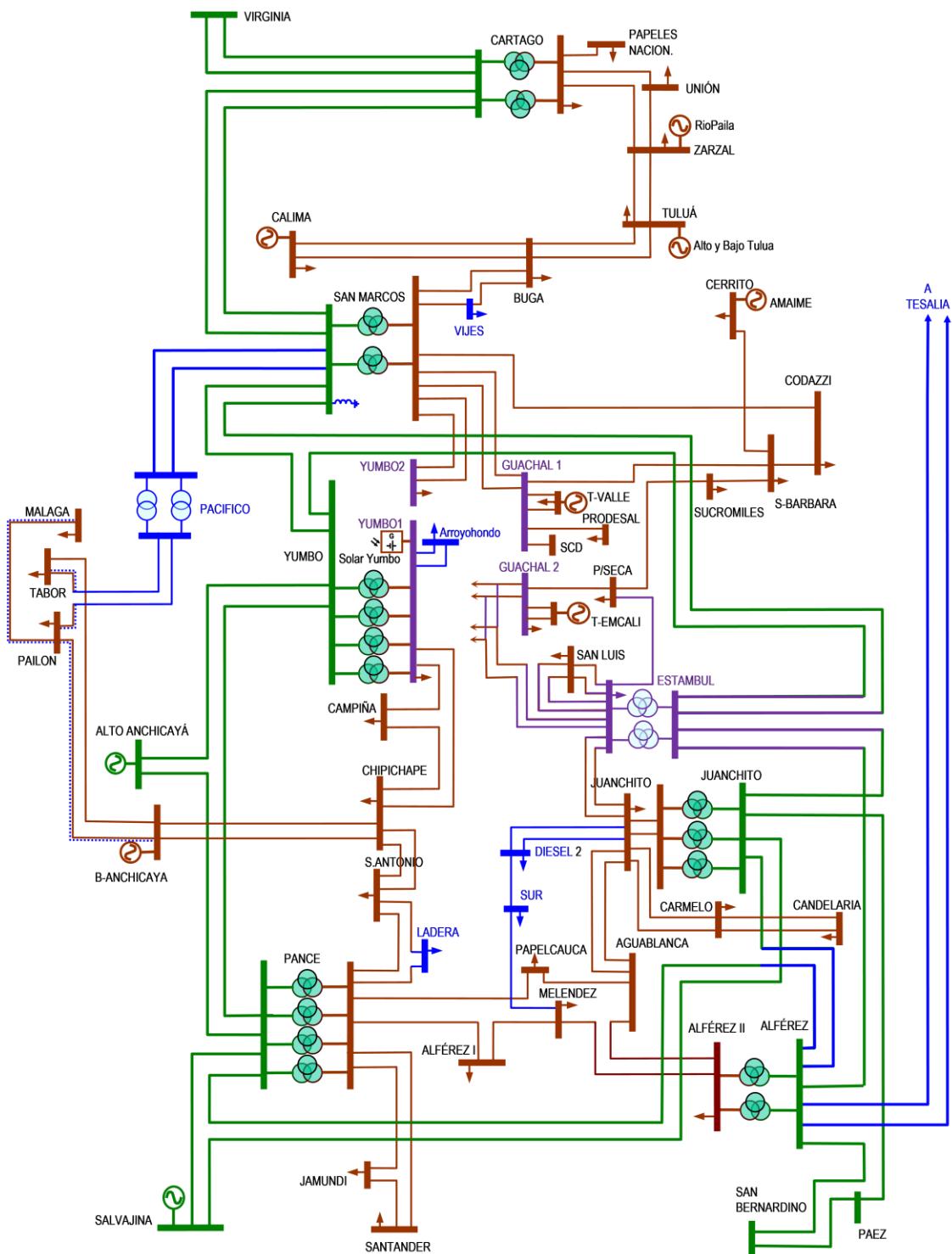
Se observa que para los dos años 2025 y 2030, los enlaces Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis 115 kV presentan altas cargabilidades; inclusive por encima de su valor máximo de sobrecarga, siendo el escenario de demanda media escenarios más críticos; estas sobrecargas se deben a la configuración del STR en relación a la ubicación de la Generación en el área y la demanda; para mitigar estas sobrecargas se establecieron unas medidas operativas por lo cual en el presente plan se presenta la medida estructural para eliminar dicha condición.

Análisis de Alternativas Estudiadas

Desempeño Alternativa 1

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV y STR asociado correspondiente a:
 - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y nueve (9) bahías de línea.
 - Reconfiguración de los dobles circuitos San Luis – Termoyumbo – Guachal 115 kV en San Luis – Estambul – Guachal 115 kV. Como resultado de esta reconfiguración se dejan de remunerar 4 bahías en Termoyumbo 115 kV.
 - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul – Juanchito 115 kV.
 - Nuevo circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
 - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
 - Obras complementarias:
 - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
 - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
 - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-2 Alternativa 1 Estambul



A continuación se presenta el desempeño:

Desempeño Año 2030

Tabla 3-13 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	88
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7
Alférez - Pance 1 230	Quimbo - Tesalia 1 230	81,8
Alférez - Pance 1 230	Quimbo - Tesalia 2 230	81,8

Tabla 3-14 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	87,5
San Marcos 1 220/115 (Nuevo)	San Marcos 2 220/115 (Nuevo)	87,3

Tabla 3-15 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7

Tabla 3-16 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	89,1
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7

Desempeño Año 2030

Tabla 3-17 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6

Tabla 3-18 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	81,8
El Tabor - Pacífico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,5

Tabla 3-19 Escenario 3, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alferez II - Melendez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	84,1
Alferez II - Melendez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	84
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	80,3

Tabla 3-20 Escenario 3, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alférez II - Meléndez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	85
Ladera - San Antonio 1 115	Pance - San Antonio 2 115	85
Alférez II - Meléndez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	84,9

Tabla 3-21 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8

Tabla 3-22 Escenario 5, demanda media – 2030

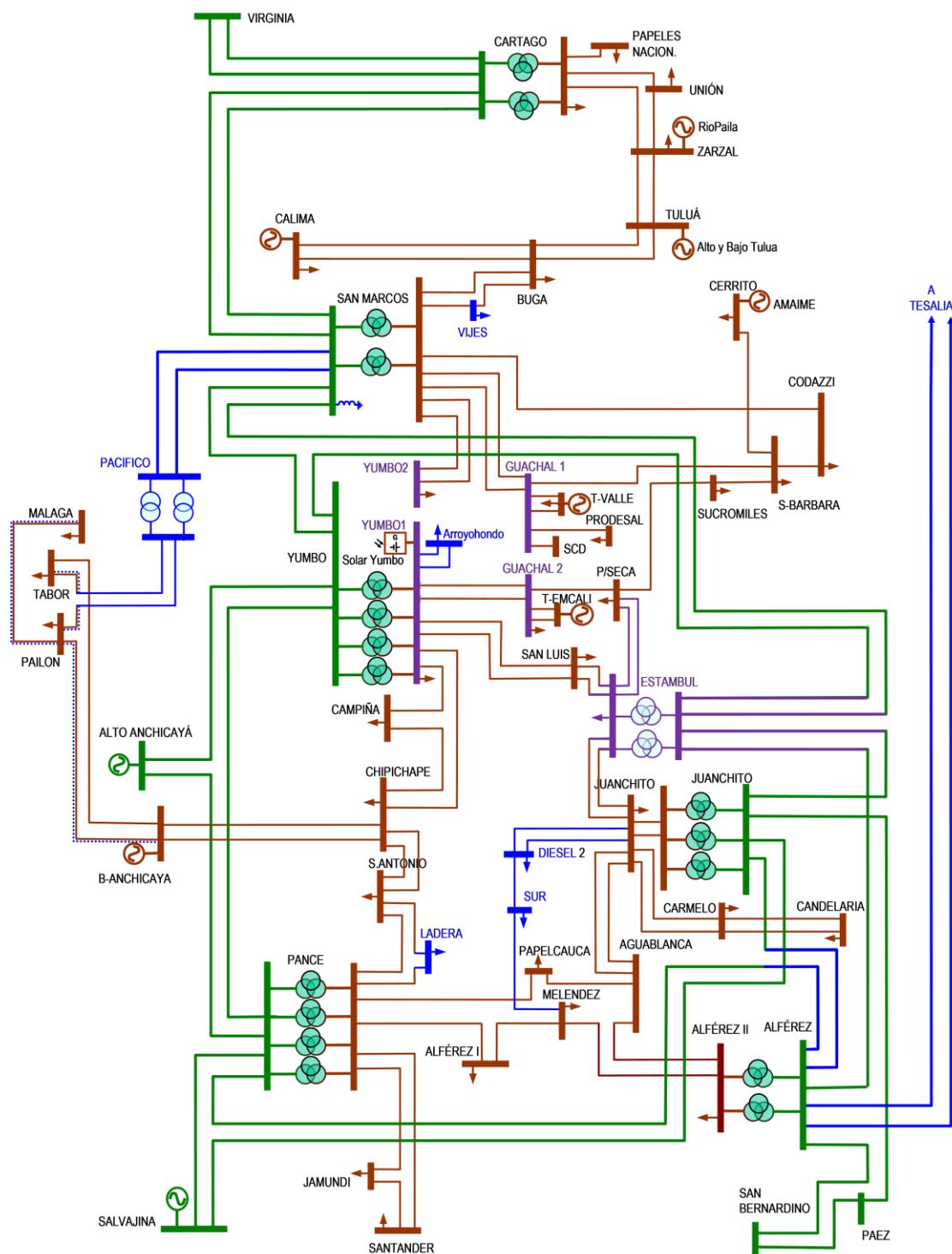
Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7
Cartago - Zarzal 1 115	La Unión - Zarzal 1 115	83,4

Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR (Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis) de Valle para los años 2025 y 2030; las cargabilidades de los enlaces correspondientes a Guachal – yumbo y Yumbo – San Luis 1115 kV quedan por debajo del 100% de su capacidad, es decir, el proyecto presenta un desempeño adecuado.

Desempeño Alternativa 2:

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV y obras asociadas correspondientes a:
 - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
 - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul –Juanchito 115 kV.
 - Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
 - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
 - Obras complementarias:
 - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
 - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
 - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-3 Alternativa 2 Estambul



A continuación se presenta el desempeño para los años 2025 y 2030:

Desempeño año 2025

Tabla 3-23 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,7
Paez - San Bernardino 1 230 Tramo 1 [Pae]	Quimbo - Tesalia 1 230	81,6
Paez - San Bernardino 1 230 Tramo 1 [Pae]	Quimbo - Tesalia 2 230	81,6
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,2

Tabla 3-24 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	83,2
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	83,2

Tabla 3-25 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8

El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81,2
---------------------------	--------------------------------	------

Tabla 3-26 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
Alférez 2 500/230	Alférez 1 500/230	91,3
Alférez 1 500/230	Alférez 2 500/230	91,3
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,4
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	88,1

Desempeño Año 2030

Tabla 3-27 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

Tabla 3-28 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8

Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	82,6
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	82,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	82,1

Tabla 3-29 Escenario 3, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alferez II - Melendez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	82,4
Alferez II - Melendez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	82,4
Pance 3 220/115	Pance 2 220/115	80,9
Pance 2 220/115	Pance 3 220/115	80,5

Tabla 3-30 Escenario 3, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Ladera - San Antonio 1 115	Pance - San Antonio 2 115	83,9
Pance - San Antonio 2 115	Ladera - San Antonio 1 115	83,4
Pance - San Antonio 2 115	Ladera - Pance 1 115	83,4
Alférez II - Meléndez 1 115	Meléndez - Sur 1 115	82,6
Alférez II - Meléndez 1 115	Diésel II - Sur 1 115	82,5

Tabla 3-31 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,3

Tabla 3-32 Escenario 5, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	90,2
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,7
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	85,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	85,3

Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR de Valle, el desempeño es superior en disminución en la sobrecarga de elementos en Guachal – Yumbo y Yumbo – San Luis que la alternativa 1; adicionalmente, el OR indica que sería más fácil el desarrollo del STR para esta esta alternativa.

Sensibilidad Conexión Generación Adicional:

En el área hay solicitudes por un valor de 1627 MW ; en este sentido, el proyecto Estambul STN, permite una adecuada evacuación de la generación del STR hacia el STN, en este sentido a continuación se presenta la generación adicional que permitiría el desarrollo del STN:

Tabla 3-33 Capacidad adicional STN Estambul

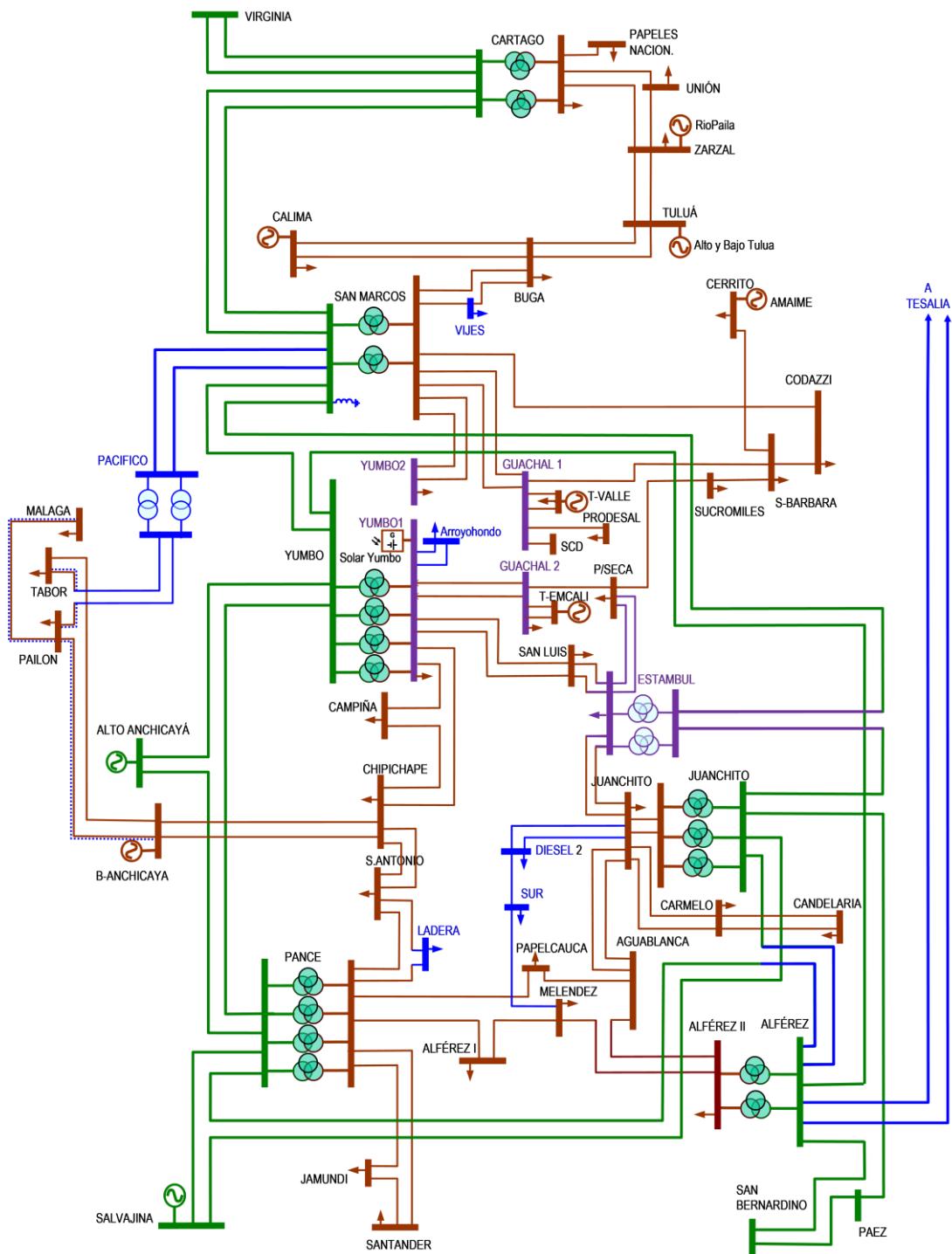
Escenario	Variable que limita	Capacidad Adicional
Sin importaciones	Transformador San Marcos 220/115 kV	319 MW

Se observa que esta alternativa permite la conexión adicional de generación adicional, generación que no se permitiría con solo el desarrollo del Sistema de Transmisión Regional.

Desempeño Alternativa 3:

- Nueva subestación Estambul 220 kV, reconfigurando Alférez – Yumbo 220 kV y obras asociadas correspondientes a:
 - Nueva subestación Estambul 115 kV con dos (2) bahías de transformación y seis (6) bahías de línea.
 - Reconfiguración del doble circuito San Luis – Juanchito 115 kV en San Luis – Estambul –Juanchito 115 kV.
 - Nuevo doble circuito Estambul – Palmaseca 115 kV.
 - Dos bancos de unidades monofásicas 230/115 kV, cada uno de 150 MVA.
 - Obras complementarias:
 - Seccionamiento físico de la subestación Termoyumbo 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Termoyumbo 1 y 2.
 - Seccionamiento físico de la subestación Guachal 115 kV, como resultado se tendrán las subestaciones Guachal 1 y 2.
 - Normalización de las bahías de los circuitos San Marcos – Codazzi 2 115 kV y Santa Barbará – Codazzi 2 115 kV.

Gráfica 3-4 Alternativa 3 Estambul



A continuación se presenta el desempeño para los años 2025 y 2030:

Desempeño año 2025

Tabla 3-34 Escenario 1, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	89,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	84,2
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	80,6

Tabla 3-35 Escenario 1, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	94,5
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	89,1
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	85,2
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	84,5
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	84,5

Tabla 3-36 Escenario 5, demanda máxima – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	87,6
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	82,8
El Tabor - Pacifico 1 115	Bajo Anchi - El Tabor 1 115	81,1
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,1
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,1

Tabla 3-37 Escenario 5, demanda media – 2025

Contingencia	Componente	[%]
Alférez 2 500/230	Alférez 1 500/230	94,7
Alférez 1 500/230	Alférez 2 500/230	94,7
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,9
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	88,4
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	88,3
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	88,3

Desempeño año 2030

Tabla 3-38 Escenario 1, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,6

Tabla 3-39 Escenario 1, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,5

La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	82,6
-------------------------	------------------------	------

Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	82,1
-----------------------	-----------------------	------

Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	82,1
-----------------------	-----------------------	------

Tabla 3-40 Escenario 5, demanda máxima – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,8
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	80,8
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	80,8

Tabla 3-41 Escenario 5, demanda media – 2030

Contingencia	Componente	[%]
Alto Anchi - Pance 1 230	Alto Anchi - Yumbo 1 230	92,7
La Unión - Zarzal 1 115	Cartago - Zarzal 1 115	90,2
Alférez 2 500/230	Alférez 1 500/230	88,3
Alférez 1 500/230	Alférez 2 500/230	88,3
Alto Anchi - Yumbo 1 230	Alto Anchi - Pance 1 230	87,8
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	86,1

Guachal - Yumbo 1 115

Guachal - Yumbo 2 115

86,1

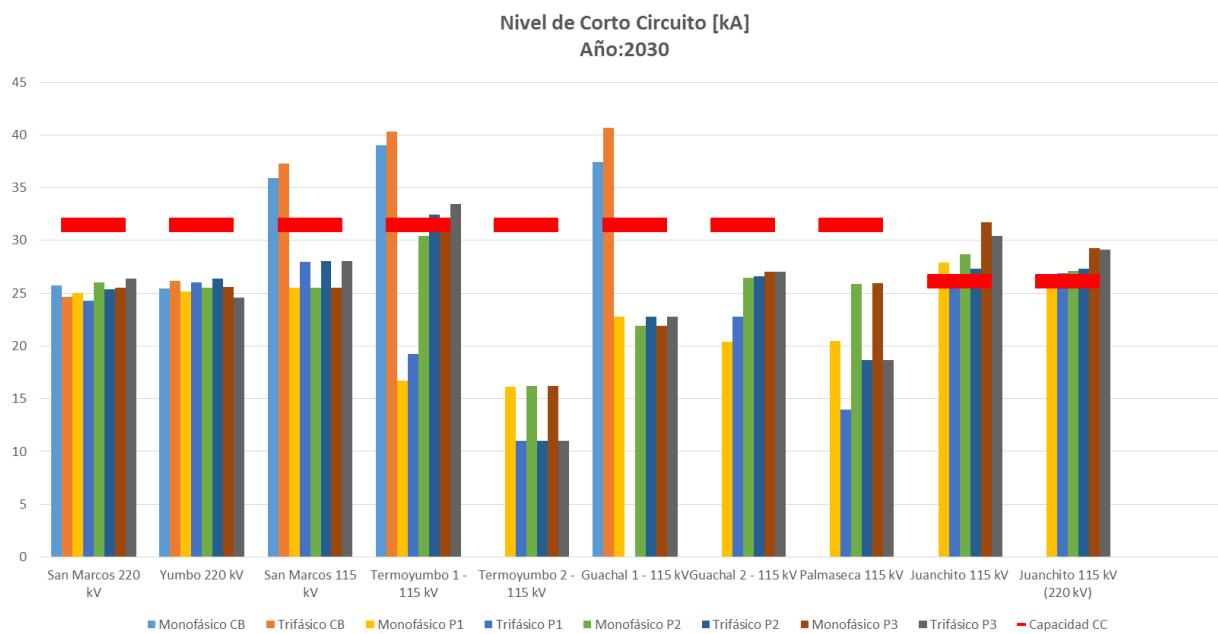
Con la alternativa evaluada, se observa que se elimina la cargabilidad de los elementos de la red del STR de Valle, el desempeño es similar a la alternativa 1 y 2; sin embargo, el OR indica que sería más fácil el desarrollo del STR para esta esta alternativa.

Adicionalmente, Esta alternativa solo plantea la apertura de un solo circuito por lo cual ante indisponibilidades de elementos en el sistema a nivel del STN, puede llevar a que se tenga un sistema similar al actual; lo que limitaría el desarrollo de las parques al interior del STR del Valle frente a condiciones de indisponibilidad, en este sentido la alternativa 2 presentaría un mejor desempeño que la alternativa 3.

Nivel de Corto

A continuación se presenta el nivel de corto trifásico y monofásico con y sin proyecto propuesto comparado con la capacidad de corto de las subestaciones del área de influencia.

Tabla 3-42 Nivel de corto



Se observa que los niveles de corto en Guachal 115 kV y San Marcos 115 kV quedan por debajo de los valores máximos de corto en las subestaciones; para Juanchito 115 kV y Termoyumbo 1 115 kV se presenta niveles de corto en las subestaciones por encima de sus valores actuales máximos; sin embargo para estas subestaciones el OR indica que se harán repotenciación de hasta 40 KA, por lo cual con este ajuste los niveles de corto quedaría por debajo de estos valores; en este sentido se solicita al OR Celsia adelantar estas activadas para eliminar dicha condición en el menor tiempo posible para Juanchito y Termoyumbo115 kV.

Análisis Económicos:

Costos

Se valoran los costos en UC's según las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009.

Tabla 3-43 Costos del proyecto

Alternativa 1			Alternativa 2			Alternativa 3	
STN	USD	10.669.916,96	USD	10.669.916,96		USD	7.914.999,23
STR	USD	27.471.215,44	USD	19.912.120,04		USD	19.912.120,04
TOTAL	USD	38.141.132,40	USD	30.582.037,00		USD	27.827.119,28

Beneficios

Para el cálculo de los Beneficios se realizó una valoración teniendo en cuenta: i) Eliminación restricciones de red y ii) Reducción de costo marginal por permitir conexión de plantas de generación

- i) Eliminación de restricciones de red

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n \{ ENSatra \times (CRO1 - PE) \times 365 \} \right) * Pniño$$

Dónde:

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

ENSatra: Energía que se libera con proyecto

CRO: Costo de racionamiento del SIN, escalón 1.

Pniño: Probabilidad escenario niño 19%.

- ii) Reducción costo marginal

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n (CMsin proy - CMcon proye) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

CMcon proy: Costo marginal con proyecto

Se realizó una sensibilidad del 50% en relación al total de los beneficios, considerando un escenario acido en la evaluación en la cual solo se materializa un 50% de los beneficios.

Tabla 3-44 Beneficios del proyecto

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
BENEFICIOS	USD 273.291.350,00	USD 273.291.350,00	\$ 273.291.350,00
BENEFICIOS	USD 737.163.405,76	USD 737.163.405,76	\$ 737.163.405,76
Nueva generación			

Conclusiones y Recomendaciones:

- Las tres alternativas presentan un desempeño adecuado, sin embargo las alternativas 2 y 3 presentan menores ajustes a nivel del STR y el despeño técnico es similar.
- La alternativa 2, es una alternativa que presenta una mejor confiabilidad en conexión que la alternativa 3 por intervención de los dos circuitos de 230 kV, frente a indisponibilidades; además permite conectar generación adicional en el área.
- La alternativa 2, presenta un desempeño adecuado en el sistema eliminado las restricciones analizadas en este documento.
- Es necesario que se hagan las repotenciación en los niveles de corto en Yumbo 115 kV y Juanchito 115 kV.
- Los proyectos presenta una relación beneficio costo por encima de 1.
- Se recomienda el desarrollo de la alternativa 2.

Subestación Huila (Norte)

Antecedentes

- Se han identificado problemáticas a nivel del Sistema transmisión Regional en Huila – Tolima, asociado a la limitación de la capacidad de transporte de los circuitos a nivel de 115 kV, correspondientes a los enlaces: i) Betania – Seboruco 115 kV, ii) Betania – Bote 115 kV, iii) Betania – Se sur 115 kV y iv) Bote – Seboruco 115 kV.
- Agotamiento capacidad de transformadores STR/SDL en subestación el Bote 115 kV.
- Existe una radialidad asociada a la subestación Oriente 115 kV.
- El OR de Red Electrohuila, presentó una propuesta de un nuevo punto de conexión en el departamento de Huila, denominado Huila (Norte); el cual plantea la interconexión entre el Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional.
- Existe nuevas solicitudes de generación en el área por más de 500 MW.

Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

- Alternativa 1
 - Reconfiguración circuito Betania – Mirolindo 220 kV en Betania – Tuluni – Mirolindo 230 kV
- Alternativa 2
 - Nueva SE Huila (Norte) 220 kV
 - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
 - Transformador 220/115 kV - 2 x 150 MVA interconectado SE Huila (Norte) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
 - Normalización de subestación Seboruco
- Alternativa 3
 - Nueva SE Bote 220 kV
 - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
 - Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Bote 115 kV con SE Oriente 115
 - SE Huila (Norte) 115 kV interconectada a SE Bote 115 kV y SE Oriente 115 kV
 - Normalización de subestación Seboruco
- Alternativa 4
 - Nueva SE Huila (Norte) 220 kV
 - Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV y Betania- Tuluní 220 kV
 - Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectando
 - SE Huila (Norte) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
 - Normalización de subestación Seboruco

Con el fin de verificar el desempeño del sistema, se analizaron múltiples combinaciones de despachos y demanda siendo los más relevantes los mostrados a continuación:

Tabla 3-45 Escenarios Relevantes Analizados

Escenario	CQR	Valle	Huila (str)	Tolima	Betania Quimbo	-	Importaciones/ Exportaciones	Demanda
1	Bajo	Alto	Bajo		Alto		Máxima importación	Max/min
2	Bajo	Bajo	Alto		Alto		Máxima importación	Max/min

Desempeño Sistema sin Proyecto

A continuación se presenta el desempeño del sistema actual sin proyecto para los escenarios presentados.

Escenario 1

Tabla 3-46 Escenario 1, demanda máxima – 2025 en Huila

Contingencia											
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania 1 230/115	Betania 2 230/115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5	El Bote 1 115/34.5	El Bote 2
Betania - El Bote 1 115											
Betania - Seboruco 115	130	100		127	105						
Betania - Sur 115	113		116				112				
Betania 1 230/115						116					

Betania	2	104
230/115		

El Bote	-	120	117
Seboruco	1		
115			

El Bote	1	129
115/34.5		

El Bote	2	148
115/34.5		

Tabla 3-47 Escenario 1, demanda mínima – 2025 en Huila

Contingencia

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 230	Betania 2 230/115	El Bote - Natagaima 115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 1 115/34.5
Betania - El Bote 1 115			113	105	91			110	
Betania - Seboruco 115	115	92		110	96				
Betania - Sur 115		98		100				98	
Betania 1 230/115						95			
El Bote - Seboruco 1 115	110			105	90				
El Bote 2 115/34.5								100	
El Bote - Tenay 1 115		94			95		95		

Tabla 3-48 Escenario 1, demanda máxima – 2030 en Huila

Contingencia

Tabla 3-49 Escenario 1. demanda mínima – 2030 en Huila

Contingencia

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote 115/34.5	1	El Bote 2 115/34.5
Betania - El Bote 1 115			110	103	108			
Betania - Seboruco 115	113	89		108				
Betania - Sur 115	96		98		96			

El Bote - Seboruco 1 115	108	103
El Bote 1 115/34.5		94
El Bote 2 115/34.5		109

Se observa que para los dos años 2025 y 2030; en el escenario evaluado, los enlaces Betania – Bote 115 kV, Betania – Seboruco 115 kV, Betania – Sur 115 kV, El Bote – Tenay 115 kV, los transformadores de Betania 230/115 kV y transformadores STR/SDL del Bote; tienen altas cargabilidades, inclusive por encima de su valor máximo de sobrecarga; debido a que el flujo entra por la red del STR de Huila y Tolima, haciendo que se sobrecarguen ante contingencia de los diferentes elementos del STR de Huila; adicionalmente se tiene un radialidad asociada a la subestación Oriente 115 kV.

Escenario 2

A continuación se presenta el desempeño para el escenario 2, se referencian las condiciones que presentan mayores efectos en el sistema.

Tabla 3-50 Escenario 2, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia									
Elemento	Flandes	-	Mesa	-	Mesa	-	Tuluni 1	Tuluni 2	Mirolindo
Prado 2 115	2	Mirolindo 1	Mirolindo 2	220/115	220/115	- Tuluni 1	230	230	- Tuluni 1
Flandes - Prado 1 115		107						91	
Brisas - Cajamarca 1 115			91		91				

Tabla 3-51 Escenario 2, demanda mínima - 2030

Contingencia							
Elemento	Flandes	-	Mesa	-	Mesa	-	Mirolindo - Tuluni 1
Prado 2 115	2	Mirolindo 1	Mirolindo 2	230	230	- Tuluni 1	

Brisas - Cajamarca 1 115	91	91
Cajamarca - Regivit 1 115	90	90
Flandes - Prado 1 115	102	87

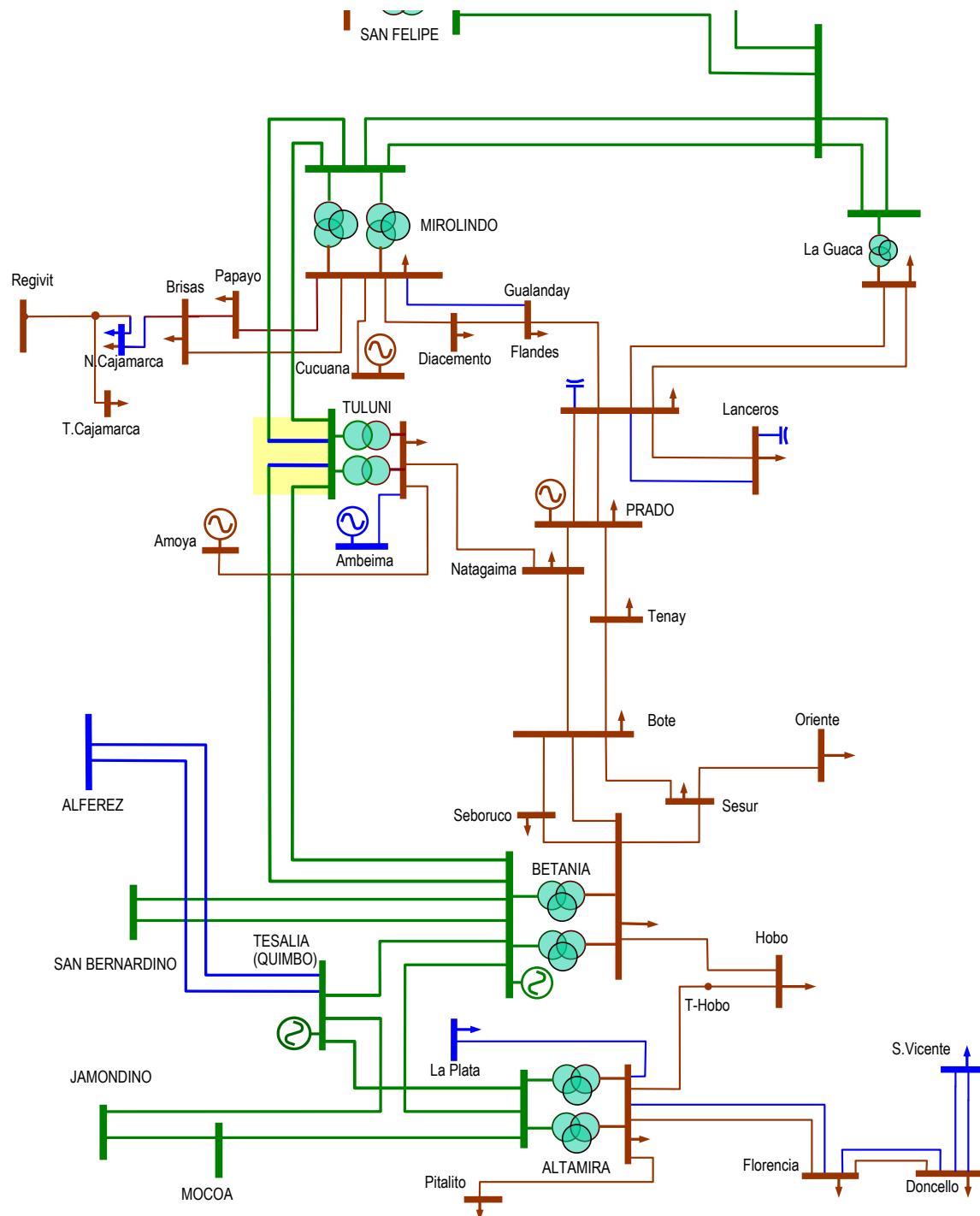
Se observan mayores cagabilidades en el área de Tolima que en Huila para este escenario, sin embargo para la más crítica que corresponde a Flandes – Pardo 115 kV, se observa que disminuye la cargabilidad con el aumento de la demanda.

Desempeño Alternativas

Alternativa 1:

- Reconfiguración circuito Betania – Mirolindo 220 kV en Betania – Tuluni – Mirolindo 230 kV

Gráfica 3-5 Alternativa 1 Huila



A continuación se presenta el desempeño para la alternativa 1:

Tabla 3-52 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Contingencia

Betania - Elia - Bote 1 115	Beta nia - Tulu ni 1	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1230	Betania - Tuluni 230/115	Betania - Tuluni 230/115	El Bote - Seboruco 1 115						
Elemento		230											
Betania - El Bote 1 115		126		119				121					
Betania - El Seboruco 115		131	101		128	100							
Betania - Sur 115		113		117				113					
Betania 230/115		1					116						
Betania 230/115		2			105								
El Bote - Seboruco 1 115		121		118									
El Bote 1 115/34.5								129					
El Bote 2 115/34.5									148				

Tabla 3-53 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

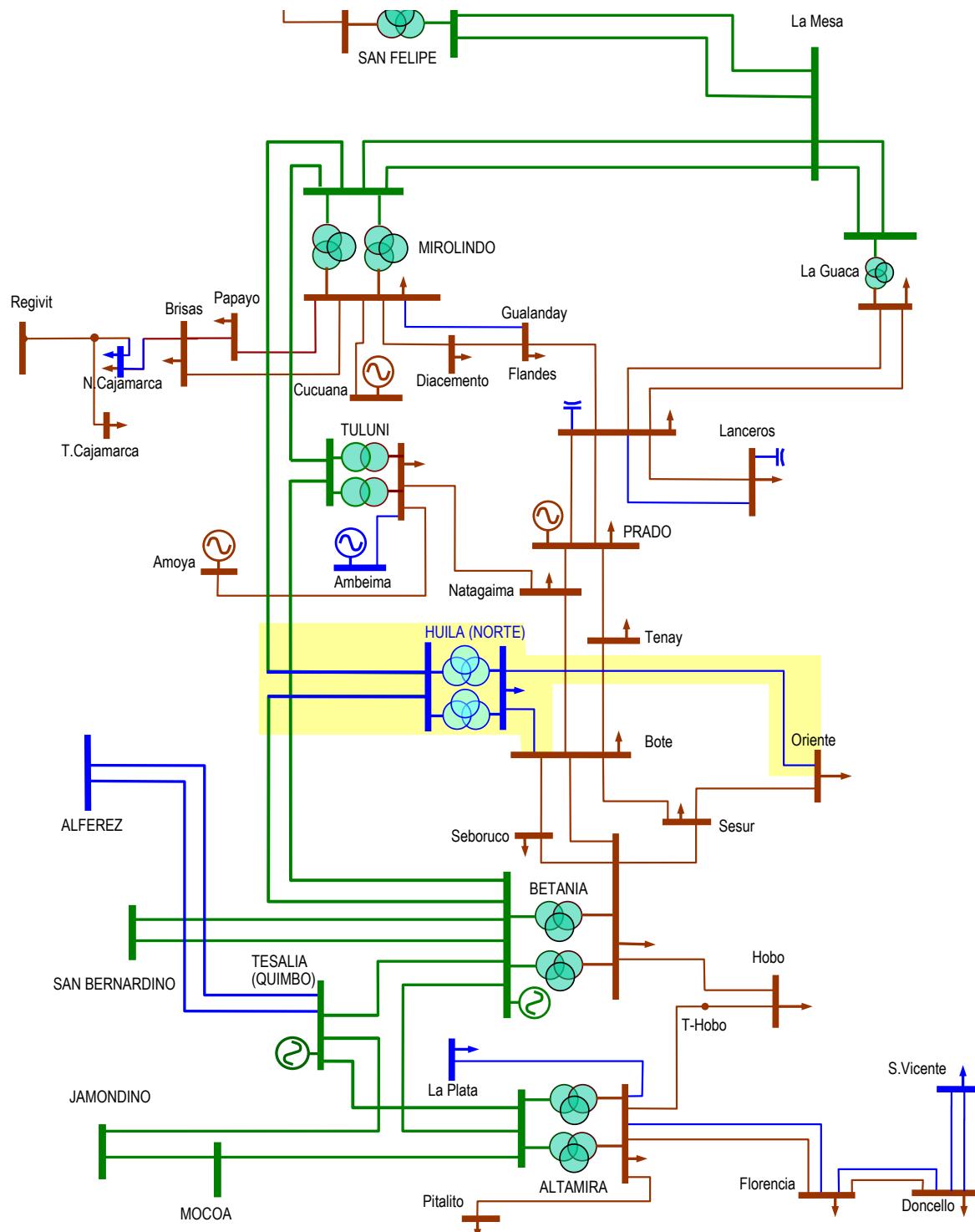
Contingencia						
Elemento	Betania - Tuluni	Betania - Tuluni	El Bote - Natagaima	- Flandes Prado	Natagaima - Prado	
	2 230	1 230	115	2 115	115	
El Bote - Natagaima 115						
El Bote - Tenay 1 115		107	106	116		120
Flandes - Prado 1 115						
Prado - Tenay 1 115		101	101	110		115

Como se puede observar, para la alternativa analizada, las condiciones de sobrecarga en la red de STR se empeoran en relación a la condición sin proyecto en el área de Huila; pues el flujo que va del suroccidente al área Oriental pasa por el STR de Huila y evita pasar por el STN; adicionalmente en demanda mínima se aumenta un nivel de sobrecarga de los elementos del STR de Tolima, por lo anterior se descarta esta alternativa y no se evalúa para los otros escenarios y años .

Alternativa 2:

- Nueva SE Norte (Huila) 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
- Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Norte (Huila) 115 kV con SE Bote 115 kV y SE Oriente 115
- Normalización de Seboruco

Gráfica 3-6 Alternativa 2 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-54 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Elemento	Contingencia					
	Betania - El Bote 1 115	Betania - Norte 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115	Norte 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115		109	94		90	
Betania - Seboruco 115	100		118		96	93
Betania - Sur 115		101				
El Bote - Seboruco 1 115		108				

Tabla 3-55 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Elemento	Contingencia										
	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - Tuluni 1 230	Betania - Nataga 1 115	El Bote - Seboruco 1 115	El Bote - Prado 2 115	Flandes - Prado 115	Natagaima - Prado 115	Norte - Mirolindo 230
Betania - El Bote 1 115	120		99	93			97				
Betania - Seboruco 115	102	124		97							
Betania - Sur 115		111									
El Bote - Seboruco 1 115	96	119		92							

El Bote -		97	95	103	99
Tenay 1 115					
Flandes -				96	
Prado 1 115					
Prado -		92		98	94
Tenay 1 115					

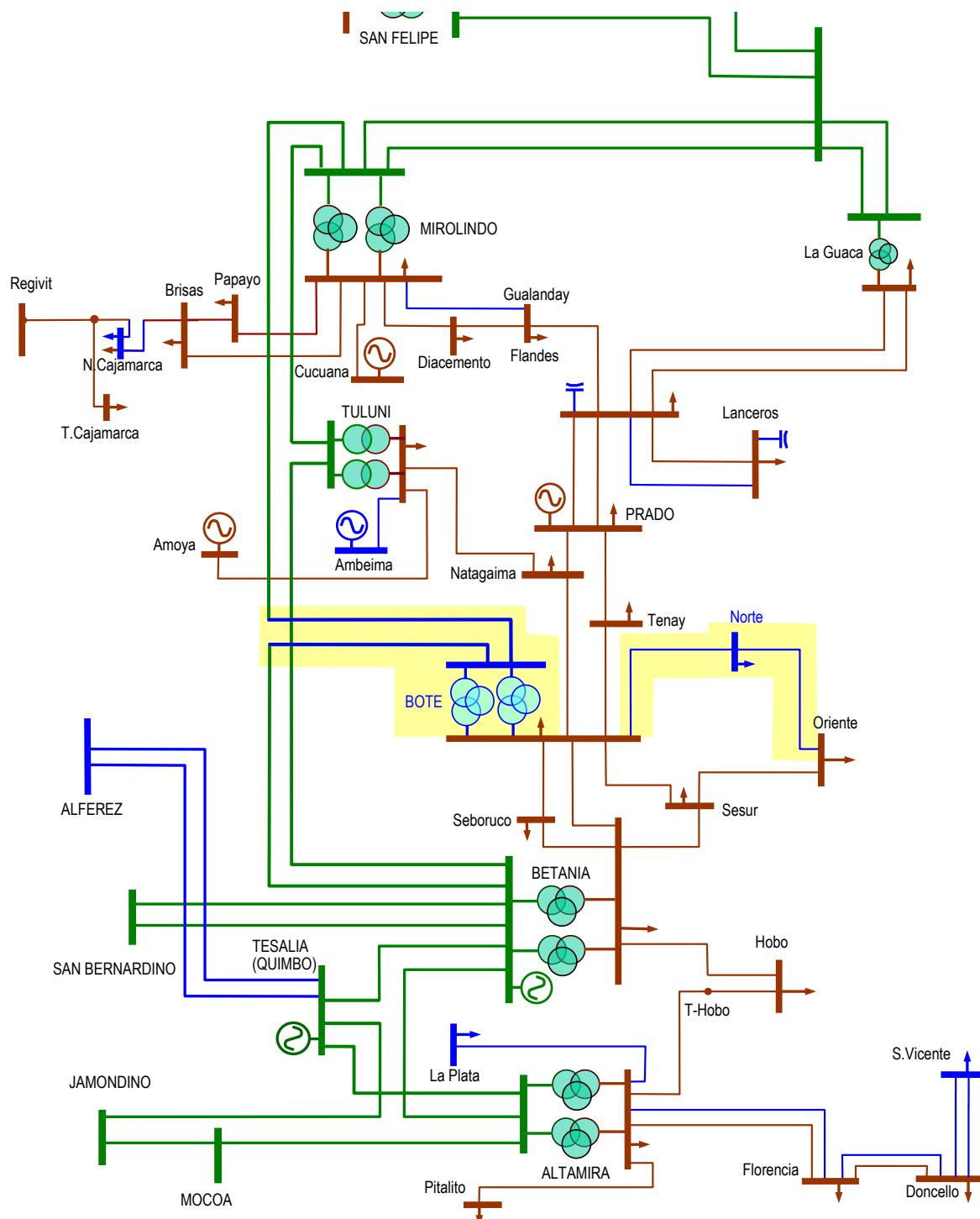
Se observa que esta alternativa tiene un mejor desempeño a la alternativa 1 en relación a la reducción de la cargabilidad en el STR de Huila; sin embargo, las mismas se mantienen por encima del 100% de la cargabilidad.

Adicionalmente, se observa que ante la salida del enlace, Betania – Mirolindo 220 kV en demanda mínima, la sobrecarga la red de STR de Huila aumenta por encima de su valor de sobrecarga; en este sentido, se descarta esta alternativa.

Alternativa 3:

- Nueva SE Bote 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV
- Transformador 220/115 kV- 2 x 150 MVA interconectado SE Bote 115 kV con SE Oriente 115
- SE Norte (Huila) 115 kV interconectada a SE Bote 115 kV y SE Oriente 115 kV
- Normalización de subestación Seboruco

Gráfica 3-7 alternativa 3 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-56 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Contingencia						
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Bote 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Natagaima - Prado 115	Bote 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115		110	91			
Betania - Seboruco 115	97	119		95		93
Betania - Sur 115		100				
El Bote - Seboruco 1 115		109				
El Bote - Tenay 1 115					94	

Tabla 3-57 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia						
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Mirolindo 1 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	El Bote - Seboruco 1 115	
Betania - El Bote 1 115		121	96	91	93	
Betania - Seboruco 115	99	126		96		
Betania - Sur 115		109				
El Bote - Seboruco 1 115	93	121		91		

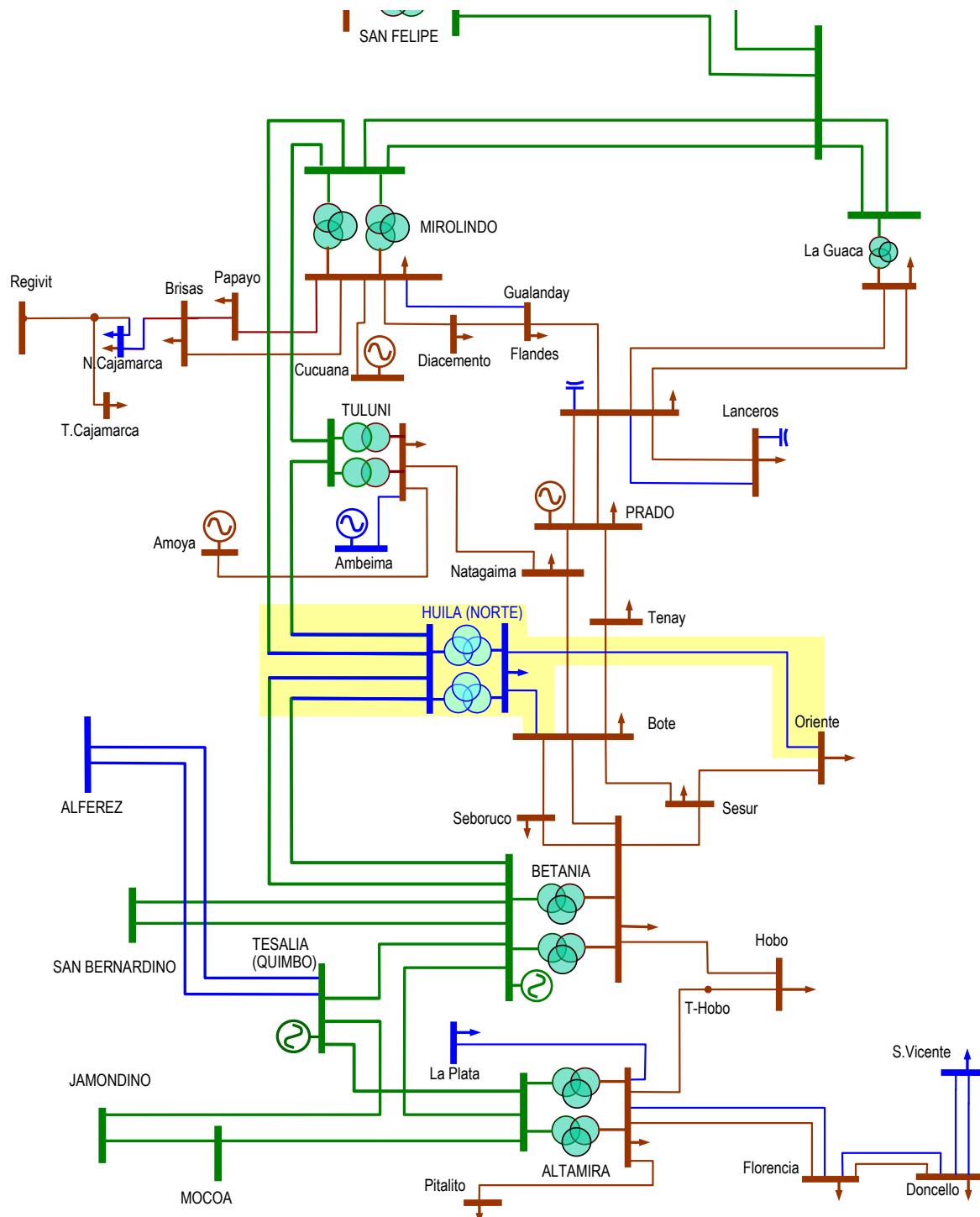
Se observa que esta alternativa tiene un desempeño similar a la alternativa 2, en relación a la reducción de la cargabilidad al caso sin proyecto; sin embargo, las mismas se mantienen por encima del 100% de la cargabilidad.

Adicionalmente, se observa que ante la salida del enlace, Betania – Mirolindo 220 kV en demanda mínima, la sobrecarga la red de STR de Huila aumenta por encima de su valor de sobrecarga, en este sentido, se descarta esta alternativa.

Alternativa 4:

- Nueva subestación Norte (Huila) 220 kV
- Reconfiguración Betania – Mirolindo 220 kV y Betania- Tuluní 220 kV
- Transformador 220/115 KV- 2 x 150 MVA interconectando
- Subestación Norte (Huila) 115 kV con subestación Bote 115 kV y subestación Oriente 115
- Normalización subestación Seboruco 115 kV

Gráfica 3-8 Alternativa 4 Huila



A continuación se presenta el desempeño:

Tabla 3-58 Escenario 1, demanda máxima – 2025 Huila

Contingencia

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Seboruco 115	Betania - 115	Natagaima - Prado 115	Norte 230/115/13.8
Betania - El Bote 1 115			92		
Betania - Seboruco 115		98		94	93
El Bote - Tenay 1 115				94	

Tabla 3-59 Escenario 1, demanda mínima – 2025 Huila

Contingencia

Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - Norte 230	Betania - Seboruco 115	Betania - Sur 115	Betania - 2 230	El Bote - Natagaima 115	El Bote - Seboruco 115	El Bote - 1 115	Natagaima - Prado 115	Norte - Mirolindo 115	Norte - Tuluni 230/115/13.8	Norte - [Tuluni 220]
Betania - El Bote 1 115									94			
Betania - Mirolindo 1 230						96						
Betania - Seboruco 115							95					91
Betania - Tuluni 1 230								95				
El Bote - Seboruco 1 115								93				

El Bote - Tenay 1	97		104	98	98
115					

Flandes - Prado	
1 115	

Prado - Tenay 1	91		99	92	92
115					

Tabla 3-60 Escenario 1, demanda máxima – 2030 Huila

Contingencia

Elemento	Betania - El Bote 1	Betania - Sur 115	Mirolindo 230/115	Mirolindo 230/115 2	Norte 230/115/13.8
Betania - Seboruco 115	89	86		86	
Mirolindo 230/115			95		
Mirolindo 230/115 2			94		

Tabla 3-61 Escenario 1, demanda mínima – 2030 Huila

Contingencia											
Elemento	Betania - El Bote 1 115	Betania - El - Norte 230	Betania Seboruco - 115	Betania - Sur 115	Betania - Norte 2 230	El Bote - Seboruco 1 115	Natagaima - Prado 115	Norte - Miro Lindo 230	Norte - Tuluni 230	Norte - Flandes 2 115 kV [Tuluni 220]	
Betania - El Bote 1 115		92		87			90				
Betania - Miro Lindo 1 230					91						
Betania - Seboruco 115				95		91					
Betania - Tuluni 1 230			90								
El Bote - Seboruco 1 115				90	86						
El Bote - Tenay 1 115						96	91	92			
Flandes - Prado 1 115									86		
Prado - Tenay 1 115						91	86	87			

Se observa que el proyecto disminuye notablemente las cargabilidades en la red de Huila; si bien, se mantienen cargabilidades elevadas, solo una de ellas es superior al 100% y la misma disminuye a medida que aumenta la demanda del área.

Se observa que se mantiene algunas sobrecargas de los elementos en Tolima, particularmente los enlaces: i) Prado – Flandes 115 kV, Natagaima – Prado 115 kV y El Bote – Tenay 115 kV, para lo cual el OR Tolima y Huila informa el cambio de CTs para los circuitos:

- Prado – Flandes 1 115 kV se identifica el conductor con una capacidad 534 A según comunicación con radicado UPME 20201110041382, para lo cual es necesario que se actualice los CTs de este corredor.
- El Bote – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Prado – Tenay 115 kV se identifica una capacidad de 530 A, sin embargo la capacidad de sobrecarga reportada es 400 A.
- Analizar aumentar la capacidad del enlace Natagaima – prado 115 kV y Bote – Natagaima 115 kV-

El desempeño de esta alternativa es adecuado y supera el de las alternativas 1,2 y 3; se solita al OR Huila la normalización de T- Seboruco 115 kV.

A continuación se presentan análisis considerando la conexión de generación en la zona:

Para el año 2025 sin la conexión de nueva generación en la Nueva Subestación Norte 230/115 kV, que secciona las líneas Betania – Mirolindo 230 kV y Betania – Tuluní 230 kV, y transformador 150 MVA 230/115 kV:

En condición normal de operación, se encuentra que las tensiones y las cargabilidades de los elementos en el área de influencia del proyecto están dentro de los rangos establecidos por la regulación.

En un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que la contingencia sencilla de la línea Natagaima - Prado 115 ocasiona altas cargabilidades en la línea El Bote - Tenay 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (14.5%).

Para el año 2025 conectando nueva generación en la Nueva Subestación Norte 230/115 kV, que secciona las líneas Betania – Mirolindo 230 kV y Betania – Tuluní 230 kV, y transformador 150 MVA 230/115 kV:

En condición normal de operación, se encuentra que las tensiones y las cargabilidades de los elementos en el área de influencia del proyecto están dentro de los rangos establecidos por la regulación.

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda máxima, se encuentra que:

- La contingencia sencilla de la línea Natagaima – Prado 1 115 ocasiona altas cargabilidades en las líneas El Bote - Tenay 1 115 y Prado – Tenay 115 kV, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC, la cuales corresponden a 14,5 % y 9%, respectivamente.
- La contingencia sencilla de las líneas El Bote – Natagaima 115 kV, Natagaima – Tuluní 115 kV, Huila (Norte) - Mirolindo 230 kV y Huila (Norte) – Tuluní 230 kV, ocasiona altas cargabilidades en la líneas el Bote – Tenay 115 kV y Prado – Tenay 115 kV, sin superar su capacidad de emergencia.

- La contingencia de la línea Flandes - Prado 2 115 y Mirolindo - Tuluní 1 230 ocasiona la cargabilidad de la línea Flandes - Prado 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Valle, Betania y Quimbo e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que:

- La contingencia sencilla de la línea Natagaima – Prado 1 115 ocasiona altas cargabilidades en las líneas El Bote - Tenay 1 115 y Prado – Tenay 115 kV, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC, la cuales corresponden a 14,5 % y 9%, respectivamente.
- La contingencia sencilla de las líneas El Bote – Natagaima 115 kV, Natagaima – Tuluní 115 kV, Huila (Norte) - Mirolindo 230 kV y Huila (Norte) – Tuluní 230 kV, ocasiona altas cargabilidades en la líneas el Bote – Tenay 115 kV y Prado – Tenay 115 kV, sin superar su capacidad de emergencia.
- La contingencia de la línea Flandes - Prado 2 115 y Mirolindo - Tuluní 1 230 ocasiona la cargabilidad de la línea Flandes - Prado 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

Ante contingencias sencillas, en un escenario de generación máxima en Huila - Tolima, Betania, Quimbo y Oriental, e importación máxima desde Ecuador y demanda media, se encuentra que:

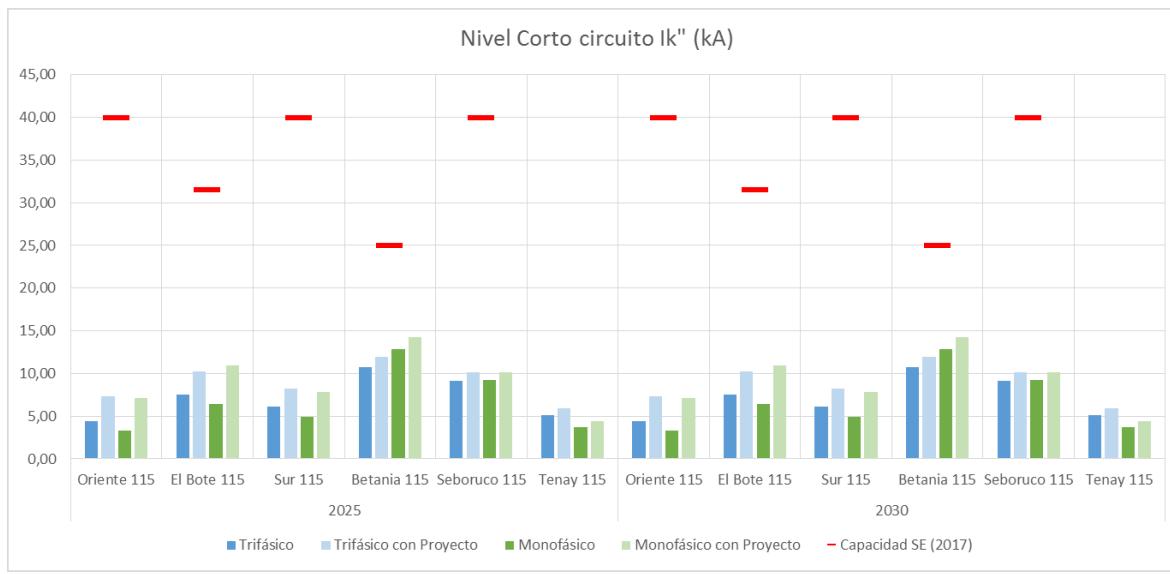
- La contingencia sencilla de las líneas Flandes - Prado 2 115 ocasiona altas cargabilidades en la línea Flandes - Prado 1 115, superando su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).
- La contingencia sencilla de las dos líneas Mesa – Mirolindo 230 ocasiona altas cargabilidades en las líneas Brisas - Cajamarca 1 115 y Cajamarca - Regivit 1 115 sin superar su capacidad de emergencia reportada en PARATEC (19%).

De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR's Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual se reitera la solicitud a los OR.

Nivel de Corto Circuito

A continuación se presenta el nivel de corto trifásico y monofásico con y sin proyecto propuesto comparado con la capacidad de corto de las subestaciones del área de influencia.

Gráfica 3-9 Nivel de Corto



Los niveles de corto se mantienen por debajo de los niveles de corto máximo de las subestaciones del área de influencia del proyecto, aun con la entrada del proyecto para la alternativa 4.

Análisis Económicos:

Costos

Se valoran los costos en UC's según las Resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 011 de 2009 en USD.

Tabla 17. Costo del proyecto

Costo STN	USD 13.308.791,10
Costo STR	USD 8.151.808,43

Beneficios

Para el cálculo de los Beneficios se realizó una valoración teniendo en cuenta: i) confiabilidad de la demanda de la zona ii) Eliminación radialidad de las subestaciones de la zona y iv) Eliminación restricciones y v) Reducción costo marginal:

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n \{ENS \times CRO \times IND_{AÑO}\} + \sum_{i=1}^n \{ENS \times CRO \times IND_{AÑO}\} * Pesc \right)$$

Dónde:

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

ENS: energía No Suministrada

CRO: Costo de racionamiento del SIN.

$IND_{AÑO}$: Indisponibilidad elemento causa ENS

ENS: energía No Suministrada como consecuencia salida elemento

Pesc: Probabilidad escenario restrictivo ¹

Reducción costo marginal

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

CMcon proy: Costo marginal con proyecto

¹ Se contabiliza contra demanda no atendida, teniendo en cuenta que la restricción nos puede controlar con plantas mayores a nivel del STR, sería necesario despacho alto contando las plantas menores

Tabla 3- 62 Beneficio proyecto

	USD	68.854.688,91
Beneficio STR		
Beneficio Solar	USD	410.675.992,07
Costo STN	USD	13.308.791,10
Costo STR	USD	8.151.808,43
Relación B/C		22,34

Conclusiones y Recomendaciones:

- La alternativa que presenta un mejor desempeño es la Alternativa 4, es la que reduce por encima del 100 % las cargabilidades de los elementos del STR de Huila, elimina la radialidad de Oriente 115 kV y permite tener un nuevo punto de conexión STR/SDL en Huila
- La Alternativa 4 presenta una relación beneficio/costo superior a 1.
- Es necesario el aumento de la capacidad de los enlaces: Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV, el Bote – Tenay 115 kV, el Bote - Natagaima 115 kV.
- Es necesario normalizar la T de Seboruco 115 kV.
- Es necesario el aumento de la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 115 kV, Prado – Tenay 115 kV, El Bote – Tenay 115 kV y El Bote - Natagaima 115 kV, ya que a pesar de que mejoran las condiciones en la red del Huila, se siguen observando altas cargabilidades en el corredor de Tolima.

Adicionalmente, es necesario revisar otra obra estructural en Tolima para mejorar las condiciones del sistema en el corredor Huila – Tolima, ya que, a futuro, con la entrada de los nuevos proyectos de generación se vuelven a observar sobrecargas en el corredor antes mencionado.

- Se recomienda la ejecución de la alternativa 4.

Obras Suroccidental – Compensación Suroccidental

Antecedentes

- Se han identificado en el área suroccidental, altas tensiones en condiciones de demanda mínima y despacho mínimo.

- Es necesario mantener una generación de seguridad mínima en el área suroccidental con el fin de mantener las tensiones en unos perfiles adecuados para la operación; adicionalmente, esta condición de altas tensiones aumentará con la entrada de la expansión en 500 kV en el área Suroccidental lo cual aumentará la generación de seguridad en la zona.
- En el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013 – 2027 se indicó:

(...)Teniendo en cuenta que la solución planteada implica el cambio de uno de los reactores actualmente instalados (Copey 500 kV), se analizó la reubicación de dicho reactor en el suroccidente del país, encontrando esto conveniente, especialmente para el control de tensiones en periodos de demanda mínima. Dado que este activo está siendo remunerado actualmente, se deberán realizar los trámites correspondientes sobre las posibilidades técnicas, físicas y regulatorias(...)"
- Consideraciones generales

Tabla 3-63 Consideraciones Análisis Reactiva Suroccidental

CONSIDERACIONES GENERALES					
Proyectos de expansión STN:	1. Refuerzo Suroccidente: - Tramo 1: Medellín - La Virginia 500 kV (2021) - Tramo 2: Alférez - San Marcos 500 kV (2021) - Tramo 3: Alférez - La Virginia 500 kV (2021) 2. La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV (2023) 3. Quimbo - Alférez 230 kV (2021) 4. Pacífico 230 kV (2025)				
Proyectos de expansión STR:	1. Pacífico 115 kV (2025) 2. Nueva Vijes 115 kV (2021) 3. Sur 115 kV (2021) 4. Diésel 115 kV (2021) 5. Ladera 115 kV (2021) 6. Arroyohondo 115 kV (2020*)				
Consideraciones extra	TRFS 500/230 en Tap neutral Punto de Flotación: STATCOM y SVC (>< 30 MVAR)				
Escenarios evaluados	Generación mínima y demanda mínima				

Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos y económicos del sistema sin proyecto y con las alternativas de expansión analizadas correspondientes a:

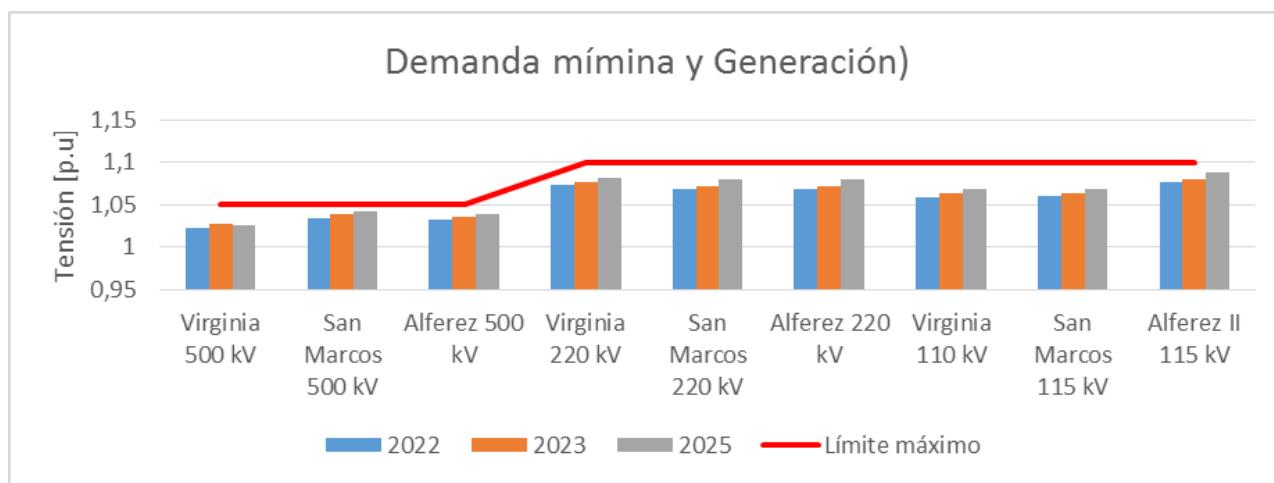
- Alternativa 1
 - Compensación reactiva en San Marcos 500 kV

- Alternativa 2
 - Compensación reactiva en Alférez 500 kV
- Alternativa 3
 - Compensación reactiva en Virginia 500 kV

Desempeño sistema

A continuación se presentan los perfiles de tensión en las subestaciones en el área suroccidental para el horizonte 2022, 2023 y 2025

Gráfica 3-10 Desempeño del sistema en demanda mínima – Gen mínima

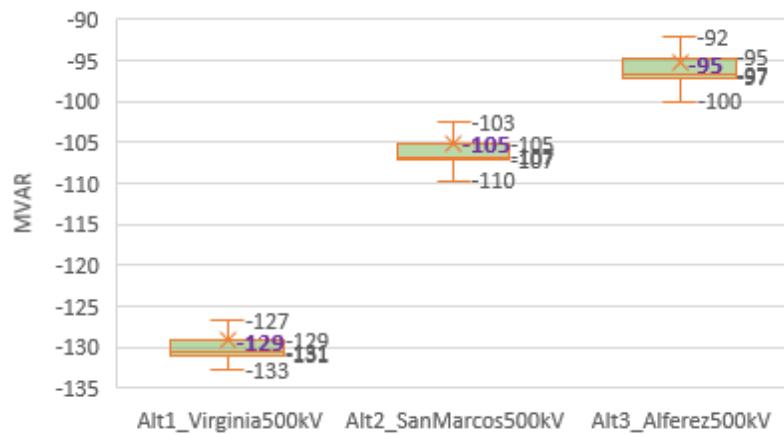


Como se puede observar en la gráfica anterior, presentan altas tensiones en los nodos 500 kV considerando generación mínima en Suroccidental, lo cual evidencia la necesidad de mantener unas unidades equivalentes en el área (actualmente alrededor de 1,5 Unidades en demanda mínima) para mantener estos perfiles de tensión.

Teniendo en cuenta lo anterior, se establecieron las necesidades de absorción de reactivos en las barras de San Marcos, Alférez o Virginia 500 kV con el fin de mantener las tensiones en estas barras en 1 en por Unidad; de tal manera que se pueda identificar las barras con un mayor impacto desde el punto de vista de la ubicación y de menores requerimientos de reactiva.

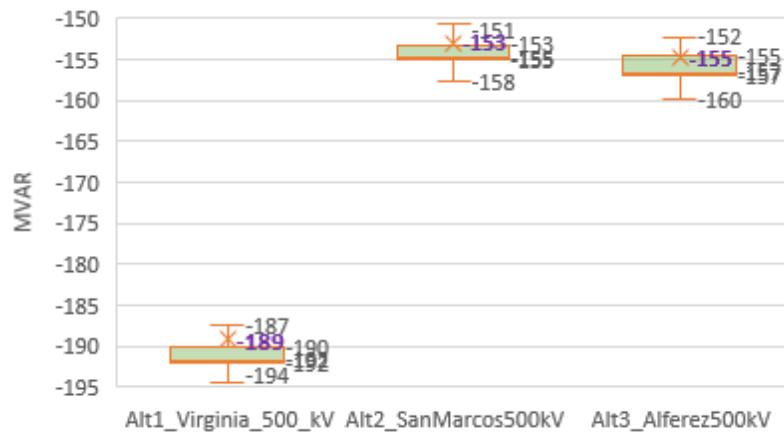
Año 2022

Gráfica 3-11 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022



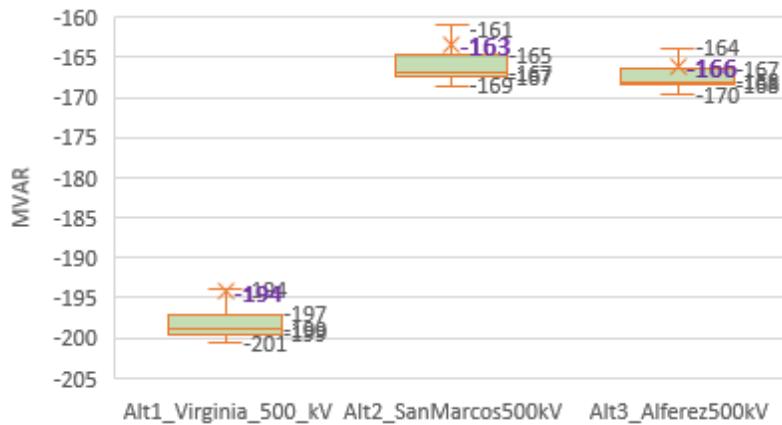
Año 2023

Gráfica 3-12 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2022



Año 2025

Gráfica 3-13 Requerimientos potencia reactiva nodos 500 kV – 2025



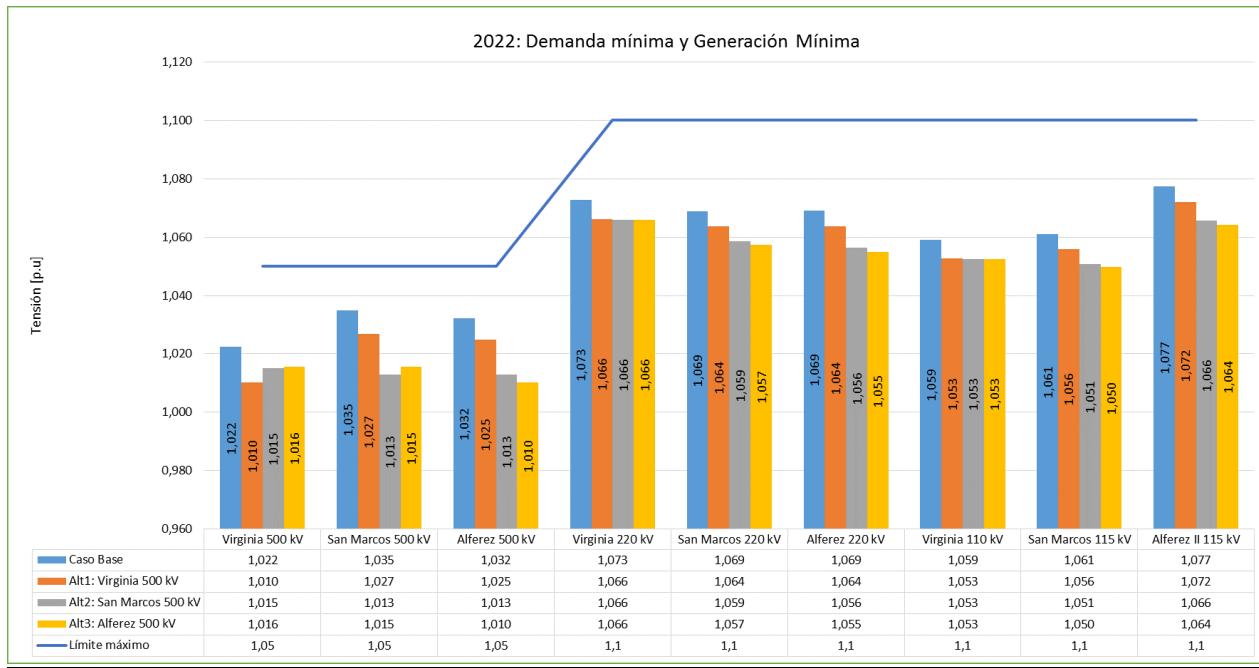
Se puede observar que las subestaciones donde se presentan las menores necesidades de absorción de reactivos en San Marcos y Alférez 500 kV, siendo la subestación San Marcos la que representa la menor necesidad con la entrada de los proyectos en el área suroccidental.

Alternativa de solución

A continuación se presenta el desempeño en tensiones para las barras del STN considerando la ubicación de la compensación fija de 120 MVA correspondiente al reactor que salió de servicio en Copey en la construcción de la obra la Loma 500 kV en: i) San Marcos 500 kV, ii) Alférez 500 kV o iii) Virginia 500 kV

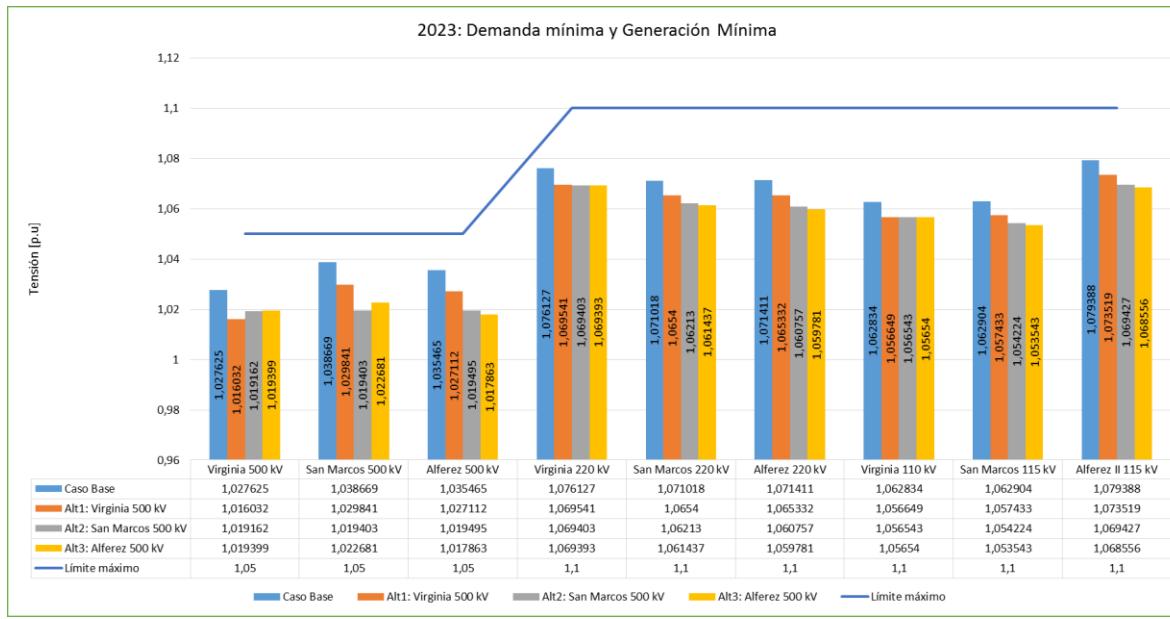
Año 2022

Gráfica 3-14 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2022



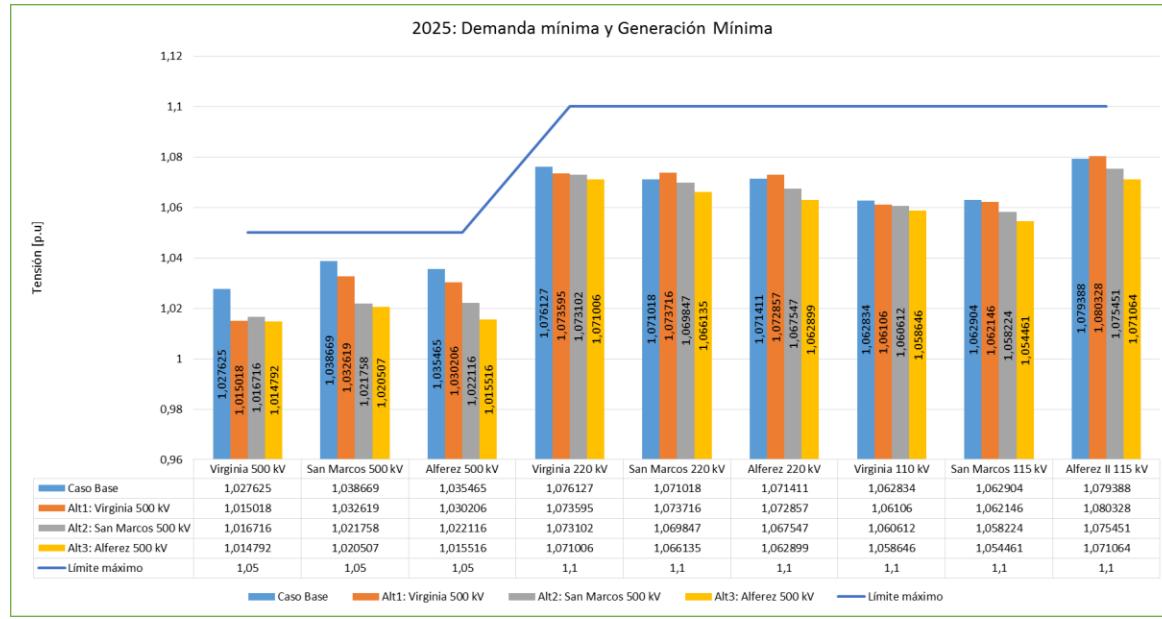
Año 2023

Gráfica 3-15 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2023



Año 2025

Gráfica 3-16 Tensiones en barras de 500 kV y 230 kV - 2025

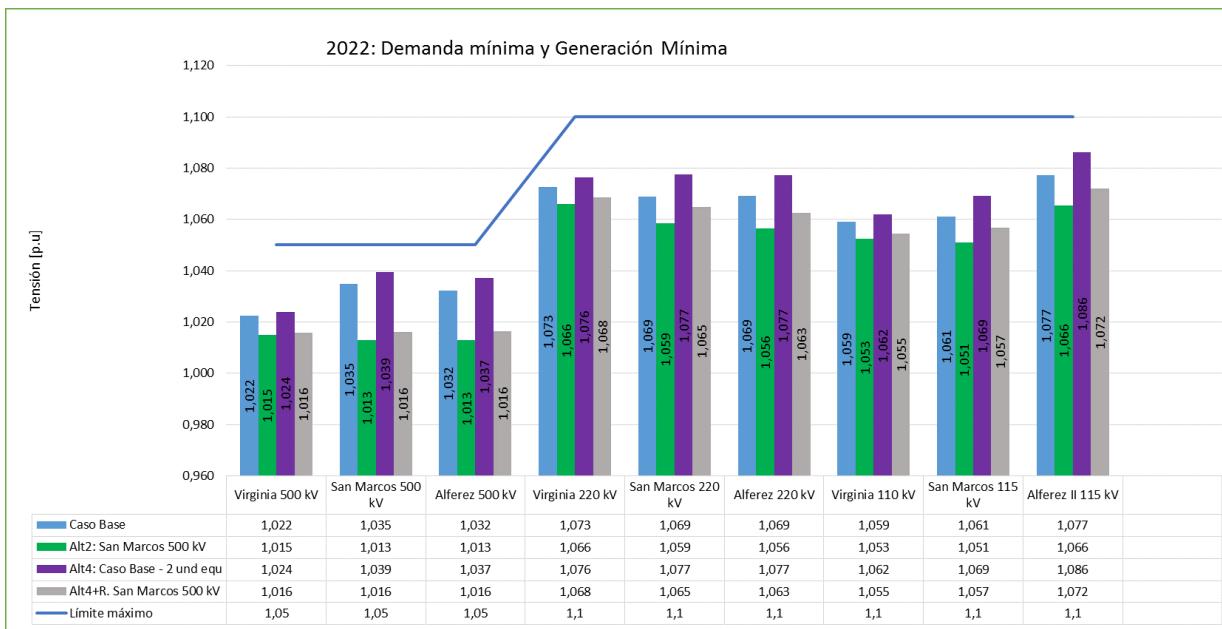


Para cualquiera de las alternativas, las tensiones en las barras de 500 kV y 230 kV se reducen los niveles de tensión, a continuación se presenta un análisis del número de unidades equivalentes en relación al efecto que puede tener el reactor en la barra de San Marcos 500 kV.

Reducción de unidades equivalentes:

La ubicación del reactor de barra en la subestación San Marcos 500 kV, como reactor de barra tiene el siguiente efecto en reducción de unidades equivalentes en el área suroccidental.

Gráfica 3-17 Efecto en unidades equivalentes - 2022



De la gráfica anterior, se puede observar que ubicar el reactor de 120 MVAr en la barra de San Marcos 500 kV puede tener un desempeño similar a dos unidades equivalentes.

Conclusiones y Recomendaciones

- El uso del reactor en la Copey para uso en la barra de San Marcos 500 kV, trae beneficios en la reducción de unidades equivalentes y permite que con la entrada de los proyectos de refuerzo en suroccidental en 500 kV, no se aumente los requerimientos de unidades equivalentes para manejo de tensiones en demanda mínima, por lo cual se recomienda en el presente Plan.
- Se recomienda la instalación del reactor junto con su bahía y elementos complementarios necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación, entre ellos dos cortes centrales.

Obras Guajira Cesar Magdalena – Análisis Compensación

Antecedentes

- En el área de GCM se han definido los siguientes proyectos: i) Nueva subestación Cuestecitas 500 kV y dos circuitos entre Cuestecitas – Copey 500 kV, ii) Nueva subestación Colectora interconectada mediante dos circuitos Colectora – Cuestecitas 500 kV y Dos circuitos en 500 kV entre Cuestecitas y la Loma 500 kV, iii) Nuevo circuito entre la Loma y Sogamoso 500 kV.
- Se ha aprobado proyectos de diferentes tecnología en el área así:
 - Solares
 - Eólicos

- Térmicos

Desempeño del sistema:

Con el fin de establecer las necesidades de absorción de potencia reactiva se establecieron los siguientes escenarios extremos:

Tabla 3-64 Escenarios extremos Guajira Cesar Magdalena

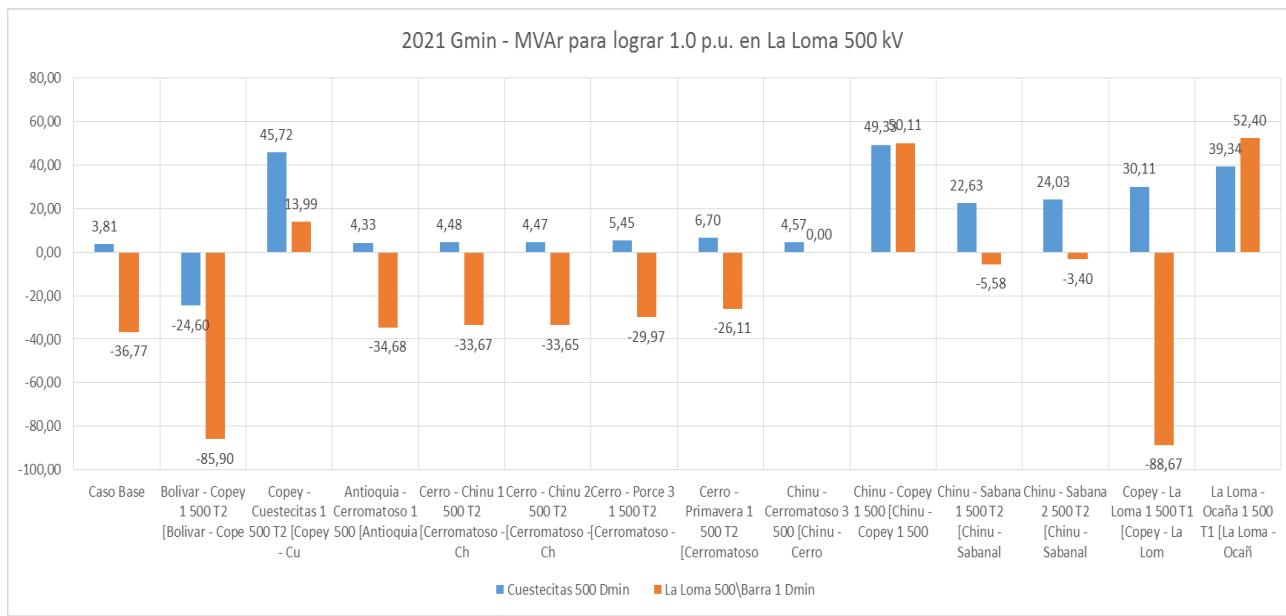
Escenario	Demanda	Generación
1	Máxima	Máxima
2	Máxima	Mínima
3	Mínima	Máxima
4	Mínima	Mínima

De los escenarios de la tabla anterior los cuales son escenarios extremos diferentes a los escenarios relacionados con operación actual del sistema, que el escenario más crítico para definir las necesidades de absorción de potencia reactiva corresponde a demanda mínima y generación máxima, escenario que se desarrolla en el presente documento.

Desempeño año 2021

En el marco de la definición de la ubicación de elementos para la absorción de potencia reactiva, se realizó el ejercicio de identificar cuales nodos son los más procesos a necesitar absorción de potencia reactiva para mantener un perfil de 1 en P.U. en la Loma.

Gráfica 3-18 Necesidades de potencia reactiva



Se observa que existe requerimientos de absorción de potencia reactiva en la Loma 500 kV, y están del orden de 90 MVAr, se observa que las contingencias que más producen estos requerimientos corresponden a Bolívar – Copey 500 kV y Copey – Loma 500 kV, se observan requerimientos ante de entrega de potencia reactiva ante las contingencias Copey – Cuestecitas 500 kV, Chinú – Copey 500 kV y La Loma – Ocaña 500 kV, sin embargo, para estas condiciones se modifican con la entrada en servicio de los segundos circuitos en Copey

Cuestecitas 500 kV, Colectora – La Loma 500kV y La Loma – Sogamoso 500 kV como se puede ver en los años posteriores de análisis.

A continuación se presenta el desempeño con un reactor de 60 MVar de barra, propuesto por el transportador GEB

Tabla 3-65 Desempeño Sistema 2021

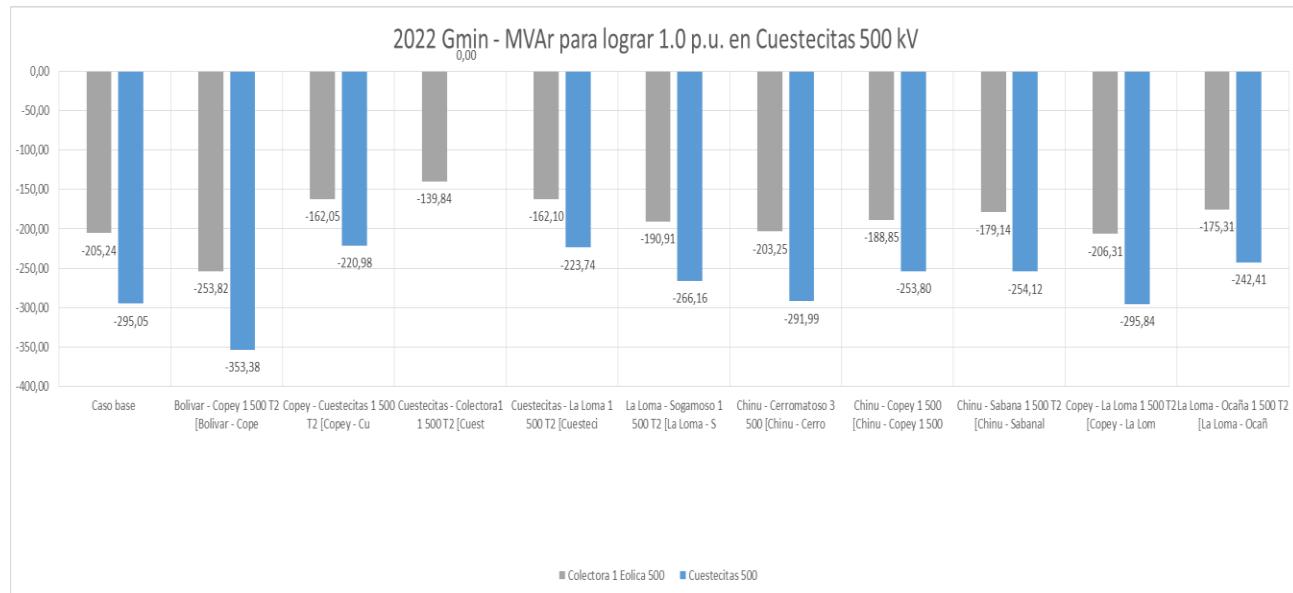
	Generación Mínima	Generación Mínima
Sin La Luna= 660 MW	Sin La Luna= 660 MW	
Con la entrada de La Loma 110 kV	Con la entrada de La Loma 110 kV	
SIN REACTOR		CON REACTOR 60 MVAR
CONDICIÓN SISTEMA		
	La Loma 500 kV = 1.02	La Loma 500 kV = 1.01
C.N.O	Ocaña 500 kV = 1.02	Ocaña 500 kV = 1.01
	Copey 500 kV= 1.01	Copey 500 kV= 1
	La Loma 500 kV = 1.06	La Loma 500 kV = 1.03
N-1 La Loma - Copey 500 kV + crítica	Ocaña 500 kV = 1.04	Ocaña 500 kV = 1.02
	Copey 500 kV= 1	Copey 500 kV= 0.99
	La Loma 500 kV = 1	La Loma 500 kV = 0.98
N-1 La Loma - Ocaña 500 kV	Ocaña 500 kV = 1.02	Ocaña 500 kV = 1.02
	Copey 500 kV= 0.99	Copey 500 kV= 0.98

Como se puede observar en la tabla anterior, la conexión del reactor propuesto reduce el perfil de tensión para la condición crítica de demanda mínima y generación mínima en la zona de GCM, sin embargo como se presenta a continuación, el área tiene mayores requerimientos de control de tensión en otros nodos diferentes a la Loma con la entrada de los proyectos.

Desempeño año 2024 (considerando toda la expansión en la zona de GCM)

Con la entrada de los proyectos en 500 kV en el área de GCM, se empiezan a observar tensiones elevadas en los nodos de 500 kV, por lo cual se realizó una revisión de las sensibilidad en las barras de Cuestecitas y Colectora para determinar el mejor punto de conexión.

Gráfica 3-19 Sensibilidad de absorción potencia reactiva en GCM



Se observa que para mantener , los perfiles de tensión en los nodos más efectivos corresponde a Cuestecitas y Colectora 500 kV; para lo cual, se realizó un ejercicio de sensibilidad de necesidad de potencia reactiva para mantener una tensión de alrededor 505 kV en los nodos de 500 kV, en Cuestecitas y Colectora 500 kV.

Tabla 3-66 Reactor en Cuestecitas o Colectora 500 kV

	Valor del reactor		
	DemMin	DemMed	DemMax
Colectora 500kV	120	85	65
Cuestecitas 500kV	172	120	88

Se observa que un reactor entre 120 MVAR y 172 MVAR mantendría las tensiones en un valor adecuado en las barras de 500 kV, a continuación se presenta el desempeño del sistema:

Tabla 3-67 Desempeño del sistema con reactor de 88 MVA en Cuestecitas y Colectora 500 kV Demanda min

Sin Reactor Gen La Luna= 0 MW	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
	Colectora 500	524,14	531,14	524,09	524,25
	Cuestecitas 500	522,90	529,89	522,86	523,02
	Copey 500	515,00	523,13	515,26	511,82
	La Loma 500	521,63	527,86	521,45	525,92
	Ocaña 500	510,30	513,74	509,83	512,76
Con Reactor en Cuestecitas 500 kV	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
	Colectora 500	516,20	522,06	514,71	516,31
	Cuestecitas 500	514,99	520,83	513,50	515,10
	Copey 500	510,45	517,30	508,94	507,39
	La Loma 500	516,87	522,10	515,41	520,98
	Ocaña 500	507,56	510,43	506,38	509,92
Con Reactor en Colectora 500 kV	SUBESTACIÓN	C.N.O.	N-1 Bolívar - Copey 500 kV	N-1 Chinú - Copey 500 kV	N-1 Copey - La Loma 500 kV
	Colectora 500	512,53	518,35	511,05	512,64
	Cuestecitas 500	515,01	520,85	513,52	515,12
	Copey 500	510,46	517,31	508,95	507,40
	La Loma 500	516,88	522,12	515,42	520,99
	Ocaña 500	507,57	510,44	506,39	509,92

Conclusiones

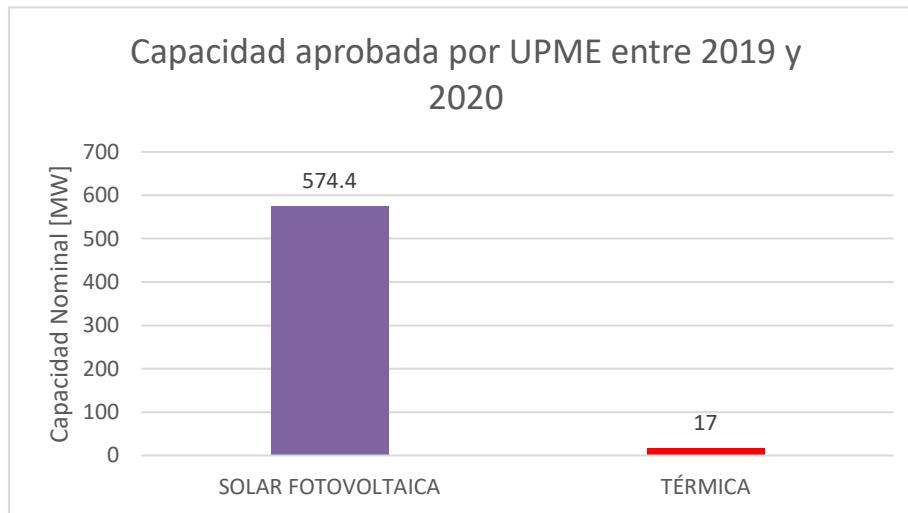
- Se observa que con la entada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos mínimos y demanda mínima; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.
- Se evaluará la tecnología y las capacidades considerando la variabilidad del recurso que se va a conectar en la zona.

Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Santander

Antecedentes

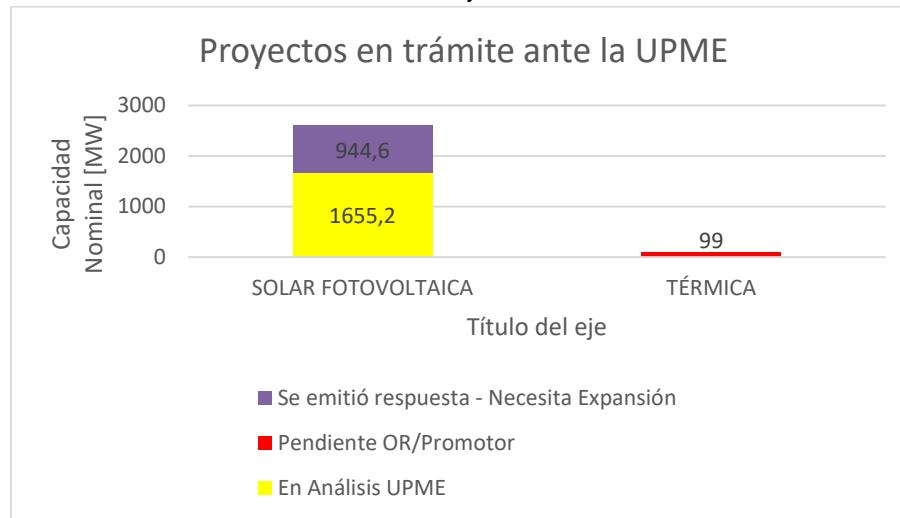
- En el departamento de Santander, entre los años 2019 y 2020 se aprobaron trece (13) solicitudes de conexión que representan 591.4 MW de capacidad nominal, distribuidos en proyectos de las siguientes tecnologías:

Gráfica 3-20 Capacidad Aprobada Santander



- Actualmente existen solicitudes de conexión que superan los 2600 MW de capacidad, clasificadas dentro el Registro de Solicituds de Conexión como “En análisis UPME”, “Pendiente OR/Promotor” y/o “Necesita Expansión”. Estas solicitudes están distribuidas de la siguiente manera:

Gráfica 3-21 Proyectos en análisis UPME



En este sentido, en el presente Plan se revisa una obra que puede permitir la conexión de generación adicional en la zona.

Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos relacionados con las condiciones actuales del sistema y considerando la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en Sogamoso mediante un cuarto transformador 500/230 kV de 450 MVA.

Desempeño sistema Actual:

Actualmente con los conceptos aprobados en las sub área de Santander, se observan las siguientes condiciones del sistema, frente a un despacho al interior de Santander y Norte de Santander y demanda media:

Tabla 3-68 Desempeño del sistema sin proyecto

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad < cap. emergencia
Sogamoso 1 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV
Sogamoso 2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3 500/230/34.5 kV
Sogamoso 3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV

En la tabla anterior se observa que ante la salida de cualquiera de los transformadores en Sogamoso 500/230 kV se presenta sobrecarga al límite en los transformadores que quedan en servicio, por lo cual conectar

generación adicional en Santander, sobrecargaría estos transformadores debido a que se realiza un redistribución de flujos donde estos tratan de salir por los transformadores 500/230 kV de Sogamoso.

Alternativa de Solución

Teniendo en cuenta que la problemática identificada obedece a la transformación, a continuación se presenta la capacidad aproximada de generación que permitiría la ampliación de la transformación en Sogamoso 500/230 kV.

Tabla 3-69 Desempeño del sistema 536 MW adicionales

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad > cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y sin obras	Elementos con cargabilidad < cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y con cuarto TRF
Sogamoso 1 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 4 500/230/34.5 kV	-	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV

Como se puede observar en el cuadro anterior, la aplicación de la transformación en Sogamoso, permitiría la inclusión de hasta aproximadamente 536 MW.

Evaluación Económica

El beneficio está asociado a la reducción costo marginal, el cual se calcula de la siguiente manera; para el cálculo se considera un margen del 50% en relación al beneficio calculado ya que para el mismo se hace con un modelo de costos y no de precios.

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CMsin proy: Costo marginal sin proyecto

El beneficio asociado es de \$ 1.102.665.038,70 USD, por lo cual se evidencia que los beneficios están muy por encima de los costos; sin embargo, la subestación Sogamoso se está convirtiendo en una de las subestaciones con más elementos de red identificando que el espacio se está agotando.

Obras Nordeste– Ampliación Capacidad Transformación Antioquia/Santander

Antecedentes

- En el departamento de Santander y Antioquia, existen múltiples solicitudes de conexión, que hacen que con la generación existente producen restricciones en la red de 220 kV y en los transformadores 500/220 kV, particularmente en San Carlos y Primavera.
- Actualmente existen veintiún (21) solicitudes de conexión que representan 2698.8 MW de capacidad, clasificadas dentro el Registro de Solicitudes de Conexión como “En análisis UPME”, “Pendiente OR/Promotor” y/o “Necesita Expansión”. Estas solicitudes están distribuidas de la siguiente manera:
- La Unidad ha detectado que es necesario la ampliación de la capacidad en la transformación en Primavera, para lo cual en el presente Plan realizó el análisis de las posibilidades con la ampliación al segundo y tercer transformador.

Análisis técnicos

A continuación se presentan los análisis técnicos relacionados con las condiciones actuales del sistema y considerando la alternativa de ampliación de la capacidad de transformación en primavera 500/230 kV

Desempeño sistema Actual:

- Actualmente con los conceptos aprobados en las sub área de Santander, Antioquia y Caldas – Quindío - Risaralda, se observan la siguiente condición del sistema, frente a altos despachos al interior de Santander, Antioquia y Caldas – Quindío – Risaralda y demanda media:

Tabla 3-70 Desempeño del sistema sin proyecto

Contingencia N-1	Cargabilidad en Tr Primavera 500/230 kV (%)
	108
TR Medellín 500/230 kV	107
TR Sogamoso 500/230 kV	112
TR San Carlos 500/230 kV	124
L Primavera – San Carlos 500 kV	112
L Antioquia - Medellín 500 kV	

	113
L La Sierra – San Carlos 230 kV	109
L Comuneros-Guatiguará 230 kV	109
L Comuneros-Primavera 230 kV	110
L Barranca - Sogamoso 230 kV	114
L Guatiguará -Primavera 230 kV	

Se observa violación de nivel de sobrecarga para el transformador en Primavera frente a la contingencia del enlace Primavera – San Carlos 500 kV, lo que impide la conexión de generación adicional en la zona.

Alternativa de Solución

Teniendo en cuenta que la problemática identificada obedece a la transformación, a continuación se presenta la capacidad aproximada de generación que permitiría la ampliación de la transformación en Primavera 500/230 kV.

- Segundo transformador en Primavera 500/220 kV

Tabla 3-71 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 300 MW adicionales

Contingencia N-1	Cargabilidad en Tr Primavera
	500/230 kV (%)
TR Medellín 500/230 kV	< 120
TR Sogamoso 500/230 kV	< 120
TR San Carlos 500/230 kV	< 120
L Primavera – San Carlos 500 kV	< 120
L Antioquia - Medellín 500 kV	< 120
L La Sierra – San Carlos 230 kV	< 120
L Comuneros-Guatiguará 230 kV	< 120
L Comuneros-Primavera 230 kV	< 120
L Barranca - Sogamoso 230 kV	< 120
L Guatiguará -Primavera 230 kV	

- Tercer transformador en Primavera 500/220 kV

Tabla 3-72 Desempeño del sistema sin proyecto – Hasta 900 MW adicionales

Contingencia N-1	Cargabilidad en Tr Primavera
	500/230 kV (%)
	< 120
TR Medellín 500/230 kV	< 120
TR Sogamoso 500/230 kV	< 120
TR San Carlos 500/230 kV	< 120
L Primavera – San Carlos 500 kV	< 120
L Antioquia - Medellín 500 kV	< 120
L La Sierra – San Carlos 230 kV	< 120
L Comuneros-Guatiguará 230 kV	< 120
L Comuneros-Primavera 230 kV	< 120
L Barranca - Sogamoso 230 kV	< 120
L Guatiguará -Primavera 230 kV	< 120

Evaluación Económica

El beneficio está asociado a la reducción costo marginal, el cual se calcula de la siguiente manera; para el cálculo se considera un margen del 50% en relación al beneficio calculado ya que para el mismo se hace con un modelo de costos y no de precios.

$$B = VPN \left(\sum_{i=1}^n (CM_{sin\ proy} - CM_{con\ proye}) \right) * 50\%$$

B: Beneficios totales

n: Es el último año del periodo de estudio.

i: Es el año objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.

CM_{sin proy}: Costo marginal sin proyecto

El beneficio asociado es de \$ 1.848.041.964,31 USD, por lo cual se evidencia que los beneficios están muy por encima de los costos.

En consecuencia, se recomienda la instalación de un transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Primavera.

USO DE FACTS DISTRIBUIDOS

BOLIVAR

Antecedentes

- En junio de 2020, TERMOCANDELARIA solicita a la Unidad la modificación del concepto UPME emitido en enero de 2019 y pregunta cuál sería el procedimiento a seguir para validar la alternativa de instalación de FACTS, para la ampliación de generación de la central Termocandelaria.

Durante este mismo mes la UPME da respuesta a TERMOCANDELARIA mediante oficios con radicado UPME 20201520028601 y 20201520033481.

Teniendo en cuenta que Termocandelaria es una planta de cargo por confiabilidad, la Unidad realizó la validación técnica de la posibilidad de utilizar equipos DFACTS.

Los análisis se realizaron con los parámetros del dispositivo DFACTS, según lo reportado por el Transmisor, después de realizar los análisis, la Unidad encuentra:

Análisis técnicos

Desempeño sistema sin proyecto FACTS ni repotenciación:

Tabla 3-73 Desempeño del sistema sin proyecto

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022	2028
	Escenario máxima generación en Bolívar y aumento de candelaria sin proyecto	Escenario máxima generación en Bolívar y aumento de candelaria sin proyecto
C.N.O	Ternera - Candelaria 220= 56%	Ternera - Candelaria 220= 56%
	Candelaria - Cartagena 220= 32%	Candelaria - Cartagena 220= 32%
	Cartagena - Bolívar 220= 46%	Cartagena - Bolívar 220= 46%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	TRF Bolívar 500/220 kV= 31%
N-1 Ternera - Candelaria 220 kV	Ternera - Candelaria 220= 107%	Ternera - Candelaria 220= 107%
	Candelaria - Cartagena 220= 34%	Candelaria - Cartagena 220= 34%
	Cartagena - Bolívar 220= 47%	Cartagena - Bolívar 220= 47%
	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	TRF Bolívar 500/220 kV= 32%

	Ternera - Candelaria 220= 57%	Ternera - Candelaria 220= 57%
N-1 Candelaria - Cartagena kV	Candelaria - Cartagena 220= 60% Cartagena - Bolívar 220= 45% TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	Candelaria - Cartagena 220= 60% Cartagena - Bolívar 220= 45% TRF Bolívar 500/220 kV= 31%
	Ternera - Candelaria 220= 65%	Ternera - Candelaria 220= 65%
N-1 Bolívar - Cartagena kV	Candelaria - Cartagena 220= 21% Cartagena - Bolívar 220= 71% TRF Bolívar 500/220 kV= 31%	Candelaria - Cartagena 220= 21% Cartagena - Bolívar 220= 71% TRF Bolívar 500/220 kV= 31%

Como se puede observar, el nivel de sobrecarga del enlace Ternera – Candelaria 220 kV está por encima de la capacidad máxima, lo cual evita la ampliación de la capacidad de generación en Bolívar sin obras adicionales en la zona.

Alternativa de solución

En el marco del concepto inicial al promotor se indicó que se deberá realizar la repotenciación del circuito Ternera - Candelaria 220 kV; sin embargo, se manifestó por parte del generador la imposibilidad de esta ampliación, por lo cual se buscaron alternativas diferentes tales como los FACTS distribuidos.

Los análisis se realizaron considerando los dispositivos DFACTS, según lo reportado por el Transmisor, después de realizar los análisis, la Unidad encuentra que:

Tabla 3-74 Desempeño del sistema con proyecto

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022	2028
	Con FACTS Distribuidos	Con FACTS Distribuidos
Condición Normal de Operación C.N.O.	Ternera - Candelaria 220= 45% Candelaria - Cartagena 220= 40% Cartagena - Bolívar 220= 52% TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	Ternera - Candelaria 220= 47% Candelaria - Cartagena 220= 41% Cartagena - Bolívar 220= 47% TRF Bolívar 500/220 kV= 33%

N-1 Ternera - Candelaria 220 kV	Ternera - Candelaria 220= 73% Candelaria - Cartagena 220= 47% Cartagena - Bolívar 220= 57% TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	Ternera - Candelaria 220= 76% Candelaria - Cartagena 220= 48% Cartagena - Bolívar 220= 58% TRF Bolívar 500/220 kV= 33%
N-1 Candelaria - Cartagena kV	Ternera - Candelaria 220= 47% Candelaria - Cartagena 220= 77% Cartagena - Bolívar 220= 51% TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	Ternera - Candelaria 220= 48% Candelaria - Cartagena 220= 79% Cartagena - Bolívar 220= 46% TRF Bolívar 500/220 kV= 33%
N-1 Bolívar - Cartagena kV	Ternera - Candelaria 220= 53% Candelaria - Cartagena 220= 29% Cartagena - Bolívar 220= 83% TRF Bolívar 500/220 kV= 32%	Ternera - Candelaria 220= 54% Candelaria - Cartagena 220= 31% Cartagena - Bolívar 220= 75% TRF Bolívar 500/220 kV= 33%

Como se puede observar en el cuadro anterior, la ubicación de los equipos tipo FACTS distribuidos reduce la cargabilidad del enlace Ternera – Candelaria 220 kV por debajo de 76% en el horizonte de análisis, lo que evidencia la utilidad del elemento. El referido equipo fue asignado al transportador correspondiente, atendiendo las disposiciones regulatorias aplicables.

ATLÁNTICO

Antecedentes

- En el área de Atlántico, se han aprobado conexiones por un valor de 1568 MW.
- En el proceso de evaluación de las conexiones en el área de Atlántico, se vienen observando limitaciones en la red de 220 kV; particularmente en el enlace Tebsa – Sabanalarga 230 kV.

Análisis técnicos

Desempeño sistema sin proyecto FACTS ni repotenciación:

A continuación se presenta el desempeño del sistema, considerando la capacidad aprobada para el año 2022 para el escenario crítico demanda media y máxima generación en Atlántico.

Tabla 3-75 Desempeño sin proyecto 2022

	Caso Base	%
Operación normal	El Rio - Flores 1 220 kV >	26,2
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	12,6
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	79,4
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	79,4
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	41,4
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	54,7
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	70,6
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,1
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,1
	TR El Rio 220/110 kV >	26,5
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	----
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	34,7
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	83,8
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	83,8
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	56,0
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	46,0
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	70,0
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,3
	TR El Rio 220/110 kV >	29,6
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	----
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	77,3
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	77,3
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	34,2
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	71,0
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,9
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,4
	TR El Rio 220/110 kV >	28,1
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	3,1
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	----
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,4
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	59,6
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	61,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	82,4
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,2

	TR El Rio 220/110 kV >	26,7
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,7
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	3,3
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	96,6
Sabanalarga - Tebsa 3 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,6
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	59,7
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	61,6
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	82,5
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,2
	TR El Rio 220/110 kV >	26,7
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	41,4
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	4,9
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	87,3
Caracoli - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	87,3
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	----
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	59,4
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	60,3
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,0
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	39,7
	TR El Rio 220/110 kV >	27,3
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	22,7
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	15,8
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	79,5
Caracoli - Flores 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	79,5
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	44,8
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,3
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	69,4
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,6
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,2
	TR El Rio 220/110 kV >	26,5
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	19,8
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	18,9
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	81,6
Flores - Nv Barranquilla 2 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	81,6
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	44,7
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	93,7
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	71,7
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	40,6
	TR El Rio 220/110 kV >	26,8

Como se observa en la tabla anterior, el enlace Tebsa – Sabanalarga 220 kV 1 y 2, Flores – Nva Barranquilla 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV están llegando al 100% de su capacidad, lo que hace que la conexión de generación adicional en la zona se vea limitada por la capacidad de los enlaces mencionados, en particular Tebsa – Sabanalarga 220 kV 1 y 2.

Alternativa de solución

La UPME evaluó equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator), como su nombre lo indica se trata de una compensación conectada en serie con la línea de transmisión, los cuales funcionan por medio de una inyección de voltaje, simulan un cambio de impedancia de la línea y, como resultado, re direccionan los flujos de potencia evitando sobrecargas (violaciones).

Estos equipos tienen los siguientes tipos de operación:

- Control de corriente máxima: en esta el equipo monitorea la corriente que transita por la línea de transmisión e inyecta una tensión para limitar el tránsito de la corriente, sin que esta supere el máximo indicado, cuando el valor de la corriente es menor el equipo se encuentra fuera de servicio.
- Control de tensión o reactancia de línea: el equipo es configurado con una tensión objetivo o una reactancia de línea total, la tensión es monitoreada y la impedancia es calculada con los parámetros medidos. Los anteriores modos de control permiten dar flexibilidad a la operación de los activos de transmisión

En este sentido y entendiendo que las líneas que presentan violaciones o mayor cargabilidad de elementos son donde se deben ubicar los equipos, a continuación se presenta un análisis de sensibilidad de desempeño del sistema de hasta 300 MW en Atlántico para las siguientes ubicaciones:

- Tebsa – Sabana 1/2 220 kV
- Caracolí – Sabana 220 kV
- Flores – Nueva Barranquilla 220 kV

Tabla 3-76 Desempeño Sistema Atlántico 2022 – 300 MW con proyecto

	Caso Base	%	Ope
Operación normal	El Rio - Flores 1 220 kV >	24,5	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	14,6	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	92,8	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	92,8	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	14,8	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	58,7	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,4	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,2	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,5	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,8	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	----	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	35,3	

	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	96,8	Bypass
El Rio - Flores 1 220 kV	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	96,8	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	28,7	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	50,7	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	94,8	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,6	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	28,6	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	36,6	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	----	
El Rio - Tebsa 1 220 kV	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	90,3	Bypass
	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	90,3	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	6,3	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	63,3	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,8	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,0	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,8	
	TR El Rio 220/110 kV >	27,8	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	42,2	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	5,0	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	----	Bypass
Sabanalarga - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	90,2	Xind
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	31,0	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	73,3	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	87,5	Xind
	TR Flores 1 220/110 kV >	36,7	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	48,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,9	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	48,7	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	11,3	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	97,8	Xind
Sabanalarga - Tebsa 3 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	97,8	Xind
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	41,3	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	77,8	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	93,0	Xind
	TR Flores 1 220/110 kV >	36,4	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	50,2	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,0	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	30,0	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	8,9	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	95,5	Bypass
Caracoli - Tebsa 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	95,5	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	----	

	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	60,2	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	91,9	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	38,2	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,3	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,0	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	23,5	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	15,5	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	93,0	Bypass
Caracoli - Flores 1 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	93,0	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	14,5	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	59,4	Bypass
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	95,4	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	37,4	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	42,6	
	TR El Rio 220/110 kV >	25,6	
Contingencia	El Rio - Flores 1 220 kV >	6,7	
	El Rio - Tebsa 1 220 kV >	36,1	
	Sabanalarga - Tebsa 1 220 kV >	100,1	Bypass
Flores - Nv Barranquilla 2 220	Sabanalarga - Tebsa 2 220 kV >	100,1	Bypass
	Caracoli - Tebsa 1 220 kV >	25,8	
	Flores - Nv Barranquilla 1 220 kV >	65,2	Xind
	Caracoli - Sabanalarga 1 220 kV >	99,1	Bypass
	TR Flores 1 220/110 kV >	39,5	
	TR Sabanalarga 220/110 kV >	44,1	
	TR El Rio 220/110 kV >	26,8	

Como se puede observar, este tipo de elementos, permitiría la conexión de hasta 300 MW adicionales en Atlántico, siendo el elemento que limita la cargabilidad Sabanalarga – Tebsa 1/2 220 kV.

GUAJIRA – CESAR – MAGDALENA

Antecedentes

- Como parte de los análisis que la Unidad ha venido desarrollando de elementos de red tipo FACTS en el SIN, ha realizado evaluaciones de su utilización en la zona de Guajira Cesar Magdalena, zona en la cual se ubican diferentes plantas que han sido asignadas en el cargo por confiabilidad.

Análisis técnicos

A continuación se presenta el desempeño para el año 2022

Tabla 3-77 Desempeño del sistema sin proyectos

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2022
	Sin Expansión de Transmisión
C.N.O	Con proyectos generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi
	Demanda Mínima
	Máxima generación
	Guajira - Termocol 220 kV= 75%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 80%
	Santa Marta - Termocol 220 kV= 111%
	Guajira - Santa Marta 220 kV= 137%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV	Santa Marta - Termocol 220 kV= 39%
	Guajira - Termocol 220 kV= 35%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV	Guajira - Santa Marta 220 kV= 167%
	Guajira - Termocol 220 kV= 135%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Santa Marta - Termocol 220 kV= 172%

Como se puede observar, se presentan sobrecargas de elementos de red en condición normal y en contingencia por encima de su valor máximo de sobrecarga; por lo cual se hace necesario la expansión en la zona o identificar equipos adicionales que permitan la conexión sin que se presente violación a los criterios de planeación.

Alternativa de solución

Ante esta situación se propone la implementación de dispositivos DFACTS sobre las líneas que presentan las limitaciones identificadas. Para implementar la solución, se calcula la inyección necesaria para llevar las líneas a su capacidad máxima de 780 A, se calcula la reactancia (X) inyectada y se ubica el equipo específico que cumple con tal condición, con una inyección de tensión de 5660 V.

Se requieren DFACTS en enlaces Guajira - Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos).

Tabla 3-78 Desempeño del Sistema 2022 sin proyectos con equipos DFACTS y sin expansión

	2022
	Sin Expansión de Transmisión
	Con proyectos generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi
	Demanda Mínima
	Máxima generación
	Con DFACTS
CONDICIÓN DEL SISTEMA	
C.N.O	Guajira - Termocol 220 kV= 63% Guajira - Santa Marta 220 kV= 80% Santa Marta - Termocol 220 kV= 101%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV	Guajira - Santa Marta 220 kV= 123%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV	Santa Marta - Termocol 220 kV= 40%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 35% Guajira - Santa Marta 220 kV= 167%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	Guajira - Termocol 220 kV= 115% Santa Marta - Termocol 220 kV= 152%

Se puede observar que para el año de análisis, aun con los equipos DFACTS se observa que, si bien se reducen las cargabilidades de los elementos, se siguen presentando violaciones de sobrecarga; por tanto, es necesario reducir generación, en este sentido, la capacidad máxima que se pueda conectar con estos equipos es hasta 170 MW en la zona sin que se produzcan violaciones. No obstante, estos valores se deben revisar con ante evolución de la demanda en la zona.

Para el año 2023, considerando el desarrollo de red correspondiente a los enlaces 1 y 2 Copey - Cuestecitas 500 kV se presenta el siguiente desempeño

Tabla 3-79 Desempeño del sistema 2023 con DFACTS y Expansión

CONDICIÓN DEL SISTEMA		Con DFACTS
		1 y 2 Circuito Copey - Cuestecitas
		Generación en Cuestecitas 220 kV: Ahumado, Acacias y Windpeshi
		Se considera Jepirachi - 18,42 MW
		Con Alpha, Beta y Camelias
		SM Guajira - Santa Marta - Termocol
C.N.O		Guajira - Termocol 220 kV= 49%
		Guajira - Santa Marta 220 kV= 62%
		Santa Marta - Termocol 220 kV= 85%
N-1 Guajira - Termocol 220 kV		Guajira - Santa Marta 220 kV= 87%
		Santa Marta - Termocol 220 kV= 38%
N-1 Termocol - Santa Marta 220 kV		Guajira - Termocol 220 kV= 35%
		Guajira - Santa Marta 220 kV= 105%
N-1 Guajira - Santa Marta 220 kV		Guajira - Termocol 220 kV= 77%
		Santa Marta - Termocol 220 kV= 114%

Se observa que con el desarrollo de la red correspondiente al enlace en 500 kV entre Cuestecitas y Copey 1 y 2 y los equipos DFACTS, se permite la conexión de los 1072 MW previstos de generación.

Es de señalar que, con la expansión de red completa, incluidos los dispositivos DFACTS, se podrá ampliar capacidad de conexión de generación al trasladar los equipos DFACTS del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV.

En consecuencia, se recomienda la instalación de los equipos DFACTS, inicialmente en los circuitos Guajira - Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos) y posteriormente, una vez esté en servicio toda la expansión del STN hoy definida en La Guajira, el traslado de los dispositivos DFACTS del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV.

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

La Unidad realizó un análisis de nivel de corto de las subestaciones del STN – Sistema de Transmisión Nacional y STR – Sistema de Transmisión Regional, encontrando que las siguientes subestaciones están cerca (>90%) o superan el nivel de corto en el Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Transmisión Nacional:

Sistema de Transmisión Nacional - STN

Tabla 3-80 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de su capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STN 2020

	Por encima de nivel de corto (Trifásico/Monástico)	cercano nivel de corto (>90%) (Trifásico/Monástico)	Capacidad nivel de corto
Guatape 220	32,01/31,08 kA		31,5 kA
Sabanalarga 220	29,7/32,96 kA		31,5 kA
Mesa 220		25,4/25,09 kA	26,2 kA
Teba 220		26,5/30,37 kA	31,5 kA

Se observa que es necesario que los representantes de las subestaciones Guatape 220 kV, Sabanalarga 220 kV adelanten en el menor tiempo posible las acciones para aumentar la capacidad de corto se recomienda que al menos sean de 40 kA; así mismo, para las subestaciones la Mesa 220 kV y Teba 220 kV, se observa que el nivel de corto está por encima del 90% de su capacidad; por lo cual, también se hace un llamado a los representantes de estas subestaciones con el fin de aumentar su nivel de corto de al menos 40 kA.

Sistema de Transmisión Regional - STR

Tabla 3-81 Subestaciones que tienen nivel de corto por encima de si capacidad nominal del 100% (rojo) o 90% (naranja) de su capacidad nominal en el STR

	Por encima de nivel de corto (Trifásico/Monástico)	cercano nivel de corto (>90%) (Trifásico/Monástico)	Capacidad nivel de corto
San José 57.5	15,2/15,4		8,4 kA
Gorgonzola 57.5	14,4/14,2		8,4 kA
Central 110	26,2/23,1		16,7 kA
Termoyumbo 115	30,5/33,12		31,5 kA
San Facón 57.5	14,6/14,2		14,5kA
San Antonio 115		13,1/14,5	15 kA

San Marcos 115	28,1/30	31,5 kA
Salitre 115	29,8/26,7	31,5 kA
Juanchito 220 (115)	22/23	25 kA
Cerromatoso 110	16,4/22,6	25
El Salto 110	23,1/28,5	31,5

Se observa que es necesario que los representantes de las subestaciones San José 57,5 kV, Gorgonzola 57,5 kV, Central 110 kV, Termoyumbo 115 kV y San Facón 57,5 kV, supera su valor de capacidad de corto, por lo cual es necesario que los OR incumbentes realicen todas las acciones para aumentar estas capacidades de corto.

En relación a San Antonio 115 kV, San Marcos 115 kV, Salitre 115 kV, Juanchito 115 kV, Cerromatoso 110 kV y El salto 110 kV, el nivel de corto está por encima del 90% de la capacidad de corto, en este sentido también se hace un llamado a los OR incumplidores a tener en cuenta esta consideración y revisar las medidas para poder aumentar estos niveles de corto.

ANÁLISIS NIVEL DE CORTO SABANALARGA

El dueño de la subestación Sabanalarga 220 kV, remitió a esta unidad una serie de alternativas para disminuir el nivel de corto, las cuales se presentan a continuación:

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

A continuación se presenta el desempeño del sistema

Tabla 3-82 Desempeño del Sistema Alternativas

		2020		2028	
A0	Barra 1	3f [kA]	1f [kA]	3f [kA]	1f [kA]
	Barra 2	29,1	32,2	31,7	35,0
A1	Sección A	21,6	23,4	22,9	24,3
	Sección B	23,5	26,1	25,0	27,4
A2 Reactor de 15 Ohms	Sección A	24,5	27,5	26,2	28,8
	Sección B	25,7	29,5	27,6	31
A2 Reactor de 34 Ohms	Sección A	23,4	25,9	24,9	27,1
	Sección B	24,8	28,2	26,7	29,6

A4	Barra 1	29,1	29,5	31,7	31,6
	Barra 2	29,1	29,5	31,7	31,6
A5	Barra 1	26,1	27,0	27,7	28,3
	Barra 2	26,1	27,0	27,7	28,3
A6	Sección A	23,6	24,5	25,0	26,1
	Sección B	20,5	21,8	22,8	24,0

Se observa que las alternativas 2 (reactor de 15 Ohms y 34 Ohms), 4 (incremento impedancias) se agotan en el mediano plazo, en relación a las alternativas 1 y 6, que plantean seccionamiento de barras, puede representar una disminución de la confiabilidad de la subestación debido al seccionamiento de la subestación, la alternativa 5 plantea un desempeño adecuado.

En relación al costo de cada una de las alternativas, seguidamente se presentan los costos estimados de las mismas

Tabla 3-83 Costo de las Alterntativas

	Costo Inversión	Costo AOM/ANE
Alternativa 1	3.062,58	782,78
Alternativa 2	20.811,29	5.319,26
Alternativa 3	Descartado	Descartado
Alternativa 4	66.515,40	17.001,01
Alternativa 5	128.475,00	32.837,57
Alternativa 6	3.062,58	782,78
Alternativa 7	67.799,18	17.361,24

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

CONFIGURACIÓN SUBESTACIONES

Barra sencilla: Cuenta con un solo barraje al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Esta configuración tiene la desventaja que, por tener una sola barra colectora, carece de confiabilidad, flexibilidad y seguridad. Teniendo en cuenta lo anterior, esta configuración se debe utilizar sólo para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia en el sistema.

Barra principal más transferencia: Cuenta con una barra auxiliar (o de transferencia), la cual mejora la confiabilidad en comparación con la configuración barra sencilla, dado que ante la falla en interruptores se cuenta con una unión de las dos barras por medio de seccionadores y de un interruptor. Estos son llamados como seccionadores e interruptores de transferencia, respectivamente.

Barra principal (seccionada) más transferencia: Esta configuración es similar a la anterior pero la barra principal se puede operar en dos barras o en una sola. Cuenta con la ventaja de poder dividir los trabajos de mantenimiento en las dos secciones de la barra principal, y así mismo, se logra incrementar la confiabilidad por el seccionamiento mencionado.

Doble barra: En comparación con la barra sencilla, esta configuración cuenta con una barra sencilla adicional y un interruptor para el acople de las dos. Esta configuración permite separar circuitos en cada una de las barras, brindándole mayor flexibilidad que las configuraciones en barra sencilla. Cuenta con la confiabilidad por falla en barra e interruptores debido a posibilidad de doble barra colectora.

Doble barra más by-pass: Cuenta con una configuración de doble barra conectadas a un seccionador de paso directo (o “by-pass”) al interruptor del circuito, con la finalidad de aislarlo cuando sea necesario. Esta es la configuración que suele requerir un mayor número de equipos por campo, y permite variantes en la operación. Su opción de paso directo o “by-pass” representa mayor utilidad desde el punto de vista del servicio, aunque se eleve la complejidad de operación. **Doble barra más seccionador de transferencia:** Cuenta con una configuración de doble barra conectadas a un seccionador de paso, similar a la configuración de doble barra más by-pass, pero utilizando un seccionador menos. Cuenta con las mismas características descritas para la configuración anterior.

Interruptor y medio: En esta configuración se cuenta con tres interruptores entre dos barras por cada dos circuitos. No se requiere de interruptor de transferencia y presenta gran confiabilidad en la operación dado que permite sacar de servicio una barra sin desconectar circuitos. Lo anterior, además de confiabilidad, le brinda un alto índice de seguridad tanto por falla en interruptores como en los circuitos y en las barras.

Anillo: En esta configuración la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo formado de interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Aquí no existe una barra colectora como en las configuraciones anteriores, y su alta conectividad e interdependencia de los elementos de corte asociado al anillo, le brinda gran seguridad y confiabilidad, pero poca flexibilidad²

Subestaciones Configuración Sencilla

² Tomado de presentación Configuración de Subestaciones Grupo Técnico y Regulatorio CAPT 02/09/2020; XM5

Tabla 3- 84 Subestaciones Configuración Sencilla

Subestación	Número de Bahías
Balsillas 230 kV	7
Ancón Sur EPM 230 kV	7
Barbosa 220 kV	7
El Salto 4 220 kV	6
Termocentro 230 kV	5
Oriente 220 kV	5
Envigado 220 kV	5
Bello 220 kV	5
Miraflores 220 kV	5
San Mateo 220 kV	4
Caño Limón 230 kV	4
Banadía 230 kV	4
Toledo 230 kV	3
Merielectrica 230 kV	2

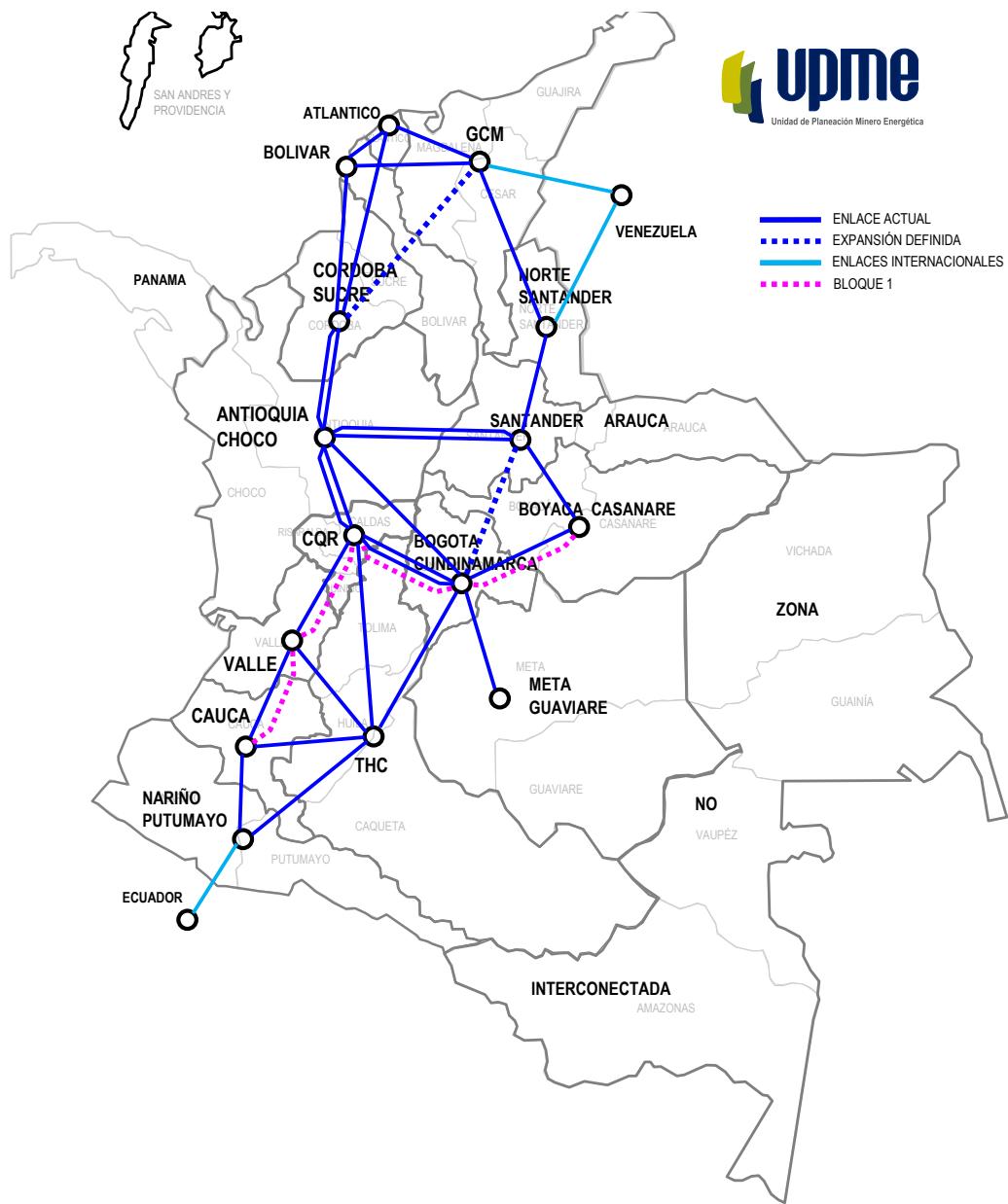
Se evidencian subestaciones tipo sencillas, con un número considerable de bahías, por lo cual se solicita a los transprotadores, verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta.

ANÁLISIS VISIÓN LARGO PLAZO

La Unidad ha venido realizando ejercicios relacionados con la visión de largo plazo, para la cual se planteó en el Plan de Expansión 2016-2030; en este sentido en el presente Plan se realiza un seguimiento a la demanda con el fin de verificar las necesidades de Largo Plazo; en el Plan 2016 – 2030 se determinaron las siguientes fases:

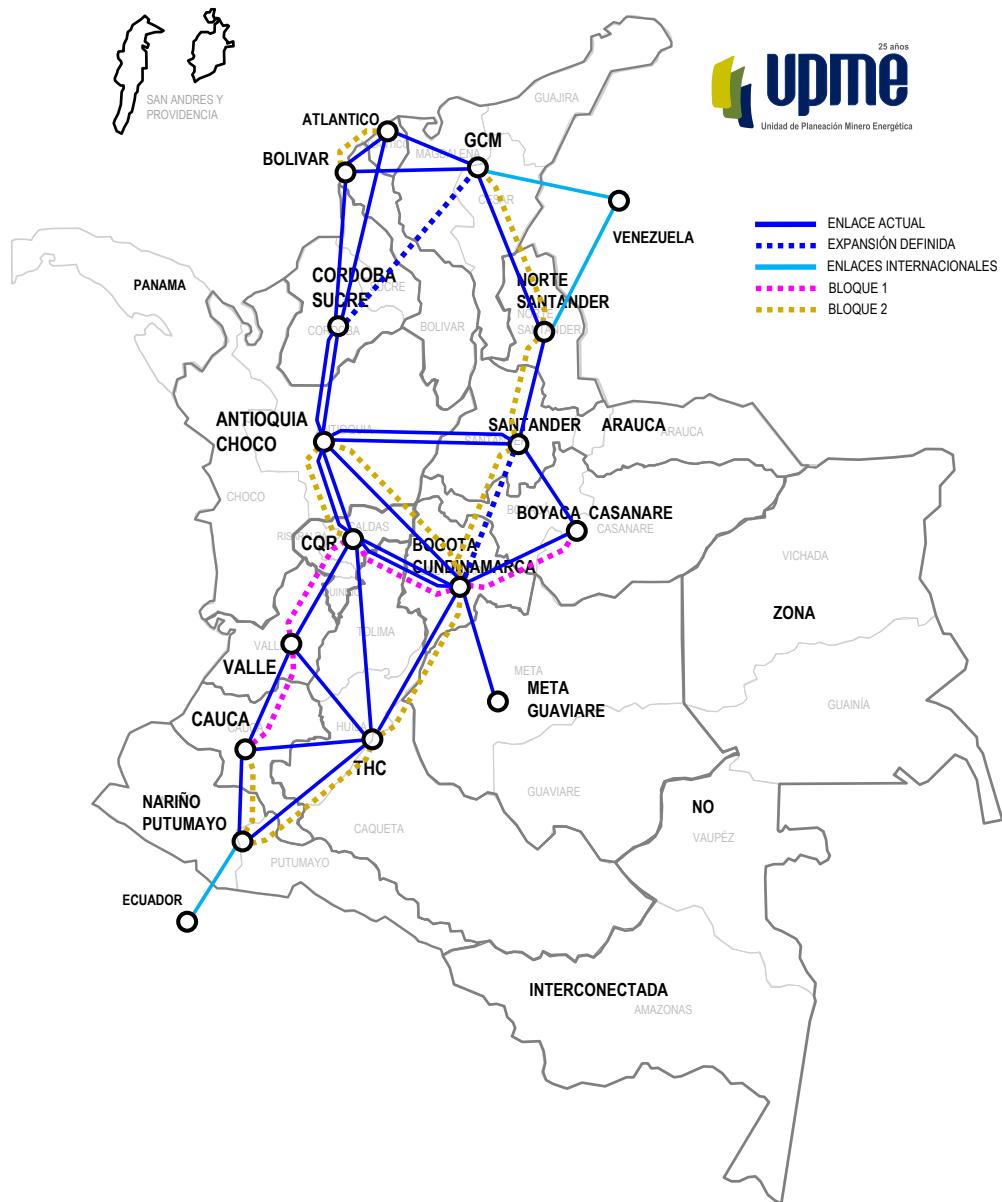
- Fase 1: Refuerzo entre Boyacá - Bogotá - CQR –Valle – Cauca – Nariño, el cual se determinó para una demanda del orden de los 11229 MW.

Gráfica 3-22 Visión Largo Plazo Fase 1



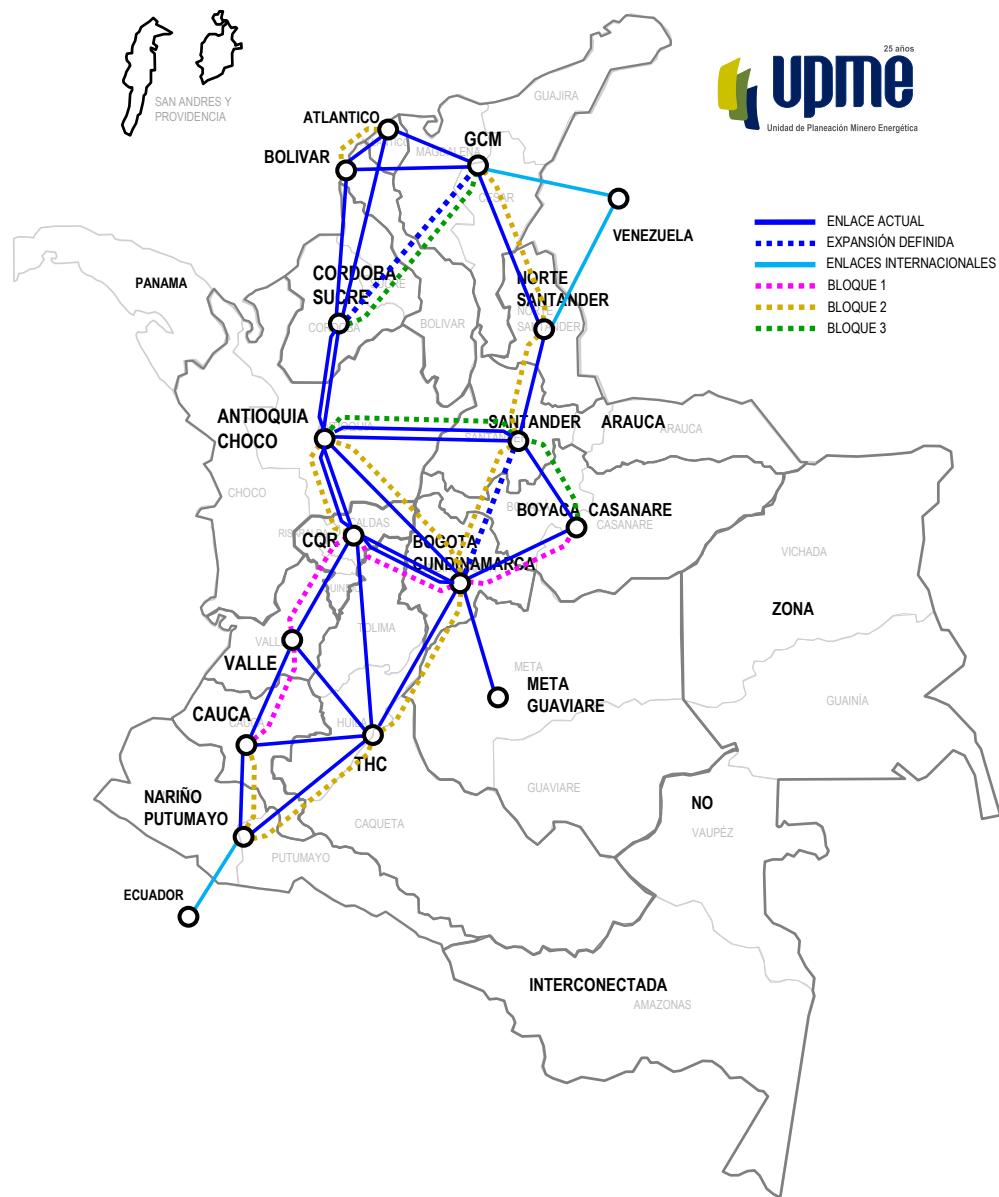
- Fase 2: Santander - Bogotá – Antioquia – CQR – THC – Valle – Cauca el cual se determinó para una demanda del orden de los 13183 MW

Gráfica 3-23 Visión Largo Plazo Fase 2



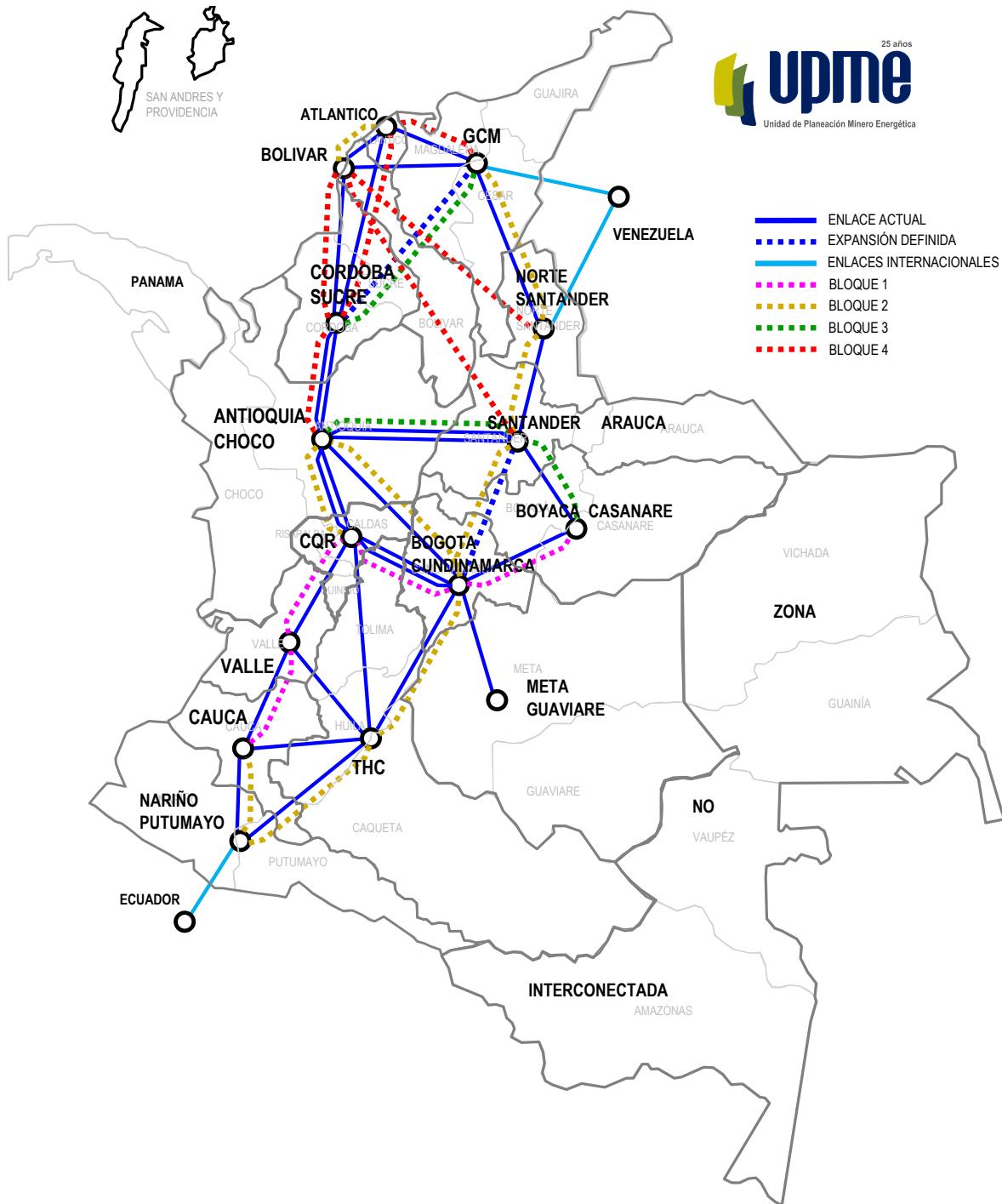
- Fase 3: Antioquia – Córdoba – Sucre – GCM el cual se determinó para una demanda del orden de los 17577 MW

Gráfica 3-24 Visión Largo Plazo Fase 3



- Fase 4: Antioquia - Córdoba – Sucre – Bolívar – Atlántico – GCM el cual se determinó para una demanda del orden de los 21972 MW.

Gráfica 3-25 Visión Largo Plazo Fase 4



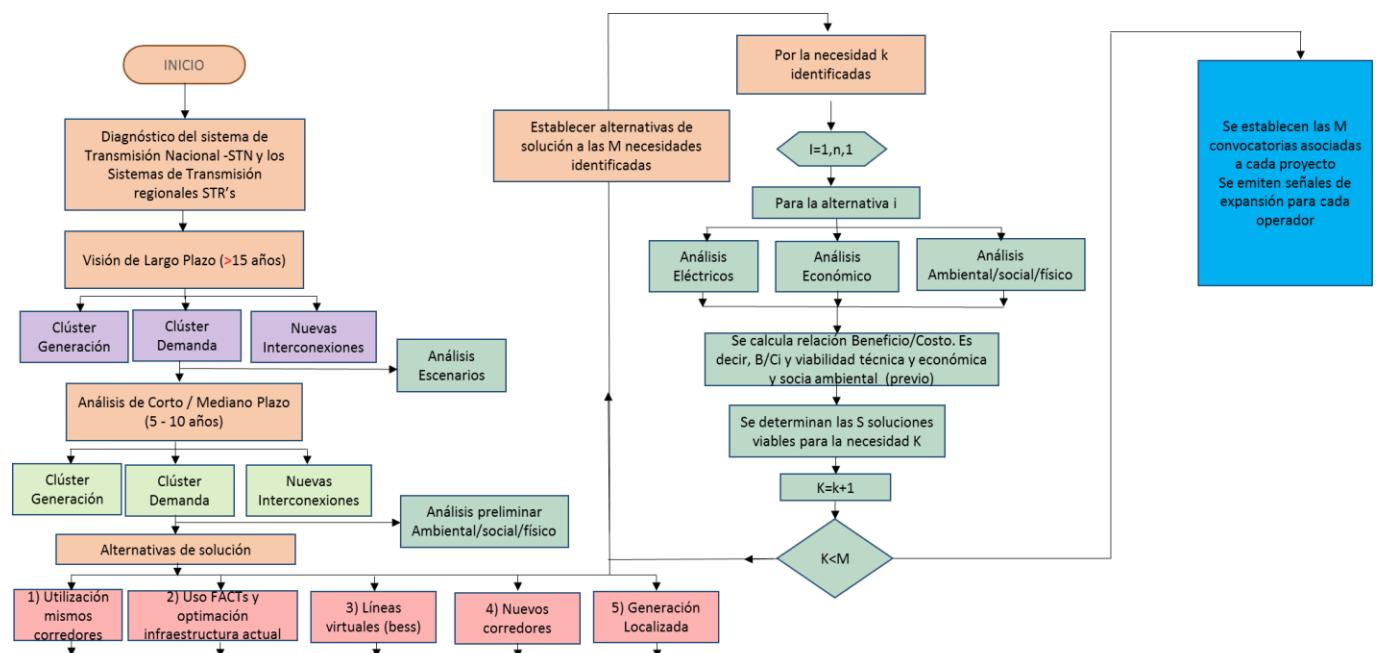
PLANEACIÓN DISRUPTIVA

En el marco del proceso de planeamiento, la UPME ha identificado algunas oportunidades de mejora en el proceso de planeación, en este sentido, se plantea un nuevo esquema en el proceso, denominado planeación disruptiva la cual plantea los siguientes aspectos generales:

- Horizontes de análisis y definiciones más largos, con la posibilidad de tener ajustes en períodos más cortos.
- Alternativas de solución basadas en su complejidad en la ejecución considerando nuevas tecnologías.
- Establecer clúster de demanda y generación con el fin de tener una planeación más propositiva y menos reactiva.

A continuación se presenta el diagrama general propuesto

Gráfica 3-26 Planeación disruptiva



ANÁLISIS SISTEMAS DE TRASMISIÓN REGIONALES – STR

Teniendo en cuenta el Artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2013, el cual establece lo siguiente:

“(...) Artículo 7. Necesidades de expansión identificadas por la UPME: Cuando en el Plan de Expansión del SIN se identifiquen necesidades de expansión en los STR, los OR del área de influencia deberán proponer un proyecto que sirva de solución a la necesidad e incluirlo dentro de su respectivo plan de expansión que entregará a la UPME al año siguiente, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 3.

Si los OR no incluyen tales proyectos dentro de su plan de expansión, la UPME definirá el proyecto a ejecutar y lo incluirá en el Plan de Expansión del SIN. Los OR del área de influencia que no presentaron proyectos que atendieran las necesidades identificadas no podrán manifestar interés en ejecutar el proyecto que definió la UPME ni participar en los posibles Procesos de Selección para su ejecución en caso de que se tenga que recurrir a ellos (...)".

La Unidad presenta, para cada una de las áreas operativas, las necesidades identificadas, con el fin de que hagan parte de estudio de las soluciones por cada uno de los OR en sus respectivos Planes de Expansión, y así se puedan presentar las obras respectivas para solucionar las problemáticas.

Área Caribe – Atlántico

Gráfica 3-27: Área Caribe Actual.



Problemáticas identificadas:

El área Atlántico presenta múltiples problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento y nula expansión por parte del OR a nivel de 110 kV, además del agotamiento de la capacidad de la transformación STN/STR y STR/SDL, lo que conlleva a tener generación de seguridad en el área, generación que adicionalmente debe ser cuidadosamente balanceada entre los recursos ubicados en el área y los niveles de tensión; además de tener el riesgo de una posible desatención de demanda ante fallas N-1 de elementos de red a nivel del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local. Así mismo, se presenta agotamiento de los niveles de corto de las subestaciones del área.

A continuación se presentan las problemáticas observadas:

Tabla 3-85: Desempeño del sistema en Atlántico.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el enlace Oasis - Termoflores 110 kV	Desempeño Adecuado
C.N.O (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Tra. Tebsa 3 230/110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Caracolí - Tebsa 230 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	El Rio - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 Tra. 1,2,3 Tebsa 230/110 kV (Max Gen Tebsa 230 kV, Min Gen Flores)	Sobrecargas en los Tra. Paralelos Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Unión 110 kV < 0.9 pu Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Las Flores - Termoflores 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Las Flores 110 kV < 0.9 pu El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecargas en el corredor Tebsa - TVteJulio - VteJulio 110 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV El Rio - Tebsa 110 kV > 130% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 90%	Sobrecargas en la red de 34.5 kV
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 100%	Tr. Unión 110/34.5 kV > 90%
N - 1 Tra. Sabanalarga 1,2 230/115 kV	Sobrecarga en el Tra. Sabanalarga 2,1 230/115 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Silencio 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Flores 1,2 230/110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	El Rio - Las Flores 110 kV > 90%
N - 1 TVteJulio - VteJulio 110 kV / Tebsa - TVteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Tebsa - VteJulio 110 kV > 120% El Rio - Tebsa 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Silencio - VteJulio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 110% Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100% Tebsa - VteJulio 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado

N - 1 El Rio - Tebsa 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 110%	Caracolí - Tebsa 230 kV > 90%
N - 1 El Rio - Oasis 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Cordialidad - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Cordialidad - Silencio 110 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	El Rio - Tebsa 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tebsa - Unión 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90% Union 110 kV < 0.9 pu	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Union 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 100% Oasis - Termoflores II 110 kV > 90%	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV
N - 1 Las Flores - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas y bajas tensiones en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 140% Oasis - Silencio 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores I 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Oasis - Termoflores II 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Silencio 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la transformación 110/34.5 kV del área	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecarga en el Tra. Las Flores 2,1 110/34.5 kV Oasis - Termoflores I 110 kV > 110%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. El Rio 110/34.5 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Sobrecargas en la red de 34.5 kV Tebsa - Unión 110 kV > 110%	El Rio 34.5 kV < 0.9 pu Tra. Union 110/34.5 kV > 100%
N - 1 Oasis - Silencio 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Centro - Oasis 110 > 180%	Desempeño Adecuado
N - 1 Centro - Oasis 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Oasis - Silencio 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Oasis - Termoflores II 110 kV (Min Gen Tebsa+Bqlia, Max Gen Flores)	Oasis - Termoflores I 110 kV > 140%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Las Flores 1,2 110/34.5 kV (Max Gen Tebsa+Bqlia, Min Gen Flores)	Oasis - Termoflores I y II 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado

Conclusiones:

- Se observa que con la entrada de los proyectos en la zona que están en ejecución tales como la convocatoria STR (Atlántico, el Rio), STN (El Rio), se elimina la problemática en el STN y STR, sin embargo se sigue presentando problemas a nivel del SDL, por lo cual el OR, deberá solucionar la misma.
- **Alcance de los niveles de corto circuito a valores de diseño en las subestaciones Tebsa y Termoflores:** Se observa que los niveles de corto para las subestaciones Tebsa 230 kV y Termoflores 110 kV llegan a su nivel máximo. Por lo anterior, **se hace necesario que los dueños de las subestaciones adelanten todas las acciones necesarias para que en el corto plazo y antes de la entrada en servicio de las obras propuestas, se aumenten los niveles de corto en estas subestaciones.**

Área Caribe – Bolívar

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-86: Desempeño del sistema en Bolívar.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 50%	Cartagena - La Marina 66 kV > 60%
	Ternera - Zaragocilla 66 kV > 40%	Bocagrande - Bosque 66 kV > 60%
	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 70%	Tra. El Carmen 110/66 kV > 97% (Visible en CNO y cualquier contingencia)
	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 60%	Gambote - Ternera 66 kV > 90%
	Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 60%	
	Bolívar - Bosque 230 kV > 60%	
	Bocagrande - Bosque 66 kV > 70%	
N - 1 Bosque - Chambacú 1,2 66 kV	Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 100% Bosque - Chambacú 1,2 66 kV > 110% (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100% (Gen Min)
N - 1 Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Ternera - Zaragocilla 66 kV > 100% Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Zaragocilla 66 kV	Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 100% Cartagena - Zaragocilla 66 kV > 110% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Toluviejo 110 kV / Tra. Ternera 230/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Bosque 1,2 230/66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90% Tra. Bosque 1,2 230/66 kV > 90% (Gen Min)	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - Bosque 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Membrillal - Proelectrica 66 kV	Bocagrande - Cartagena 66 kV > 90%	Cartagena - La Marina 66 kV > 90%
N - 1 Bolívar - Cartagena 230 kV (Gen Min)	Bolívar - Bosque 230 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra Cartagena 1,2 230/66 kV (Gen Min)	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Bocagrande - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 100%
N - 1 Bosque - La Marina 66 kV	-	Bocagrande - Bosque 66 kV > 90%
N - 1 Toluviejo - El Carmen 110 kV / Tra. El Carmen 110/66 kV (El Carmen - Gambote 66 kV abierto en Gambote 66 kV)	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV	Produce DNA en Calamar 66 kV, San Jacinto 66 kV, Zambrano 66 kV, El Carmen 66 kV

Conclusiones:

- Agotamiento de la red a 66 kV:** Es evidente el agotamiento de la red de 66 kV, se presentan sobrecargas de elementos en condición de N-1, el proyecto La Marina mejora el desempeño, sin embargo, el mismo se vuelve a agotar, por lo cual se hace necesario un proyecto estructural correspondiente a cambio de nivel de tensión o repotenciación de los activos existentes. En este sentido, la Unidad está revisando el tema del cambio del nivel de tensión, debido a que, el OR no presentó la obra estructural para tal problemática; en relación al sur de Bolívar se determinó el proyecto Carreto.
- Red 110 kV:** Ante la entrada en operación del proyecto UPME STR 10-2015, se observa una alta cargabilidad en condición normal de operación en el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV y sobrecarga ante múltiples contingencias en la red de Bolívar que sobrecargan el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV por encima del límite de emergencia. Ante esta condición se tiene como medida de mitigación la apertura de la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV; sin embargo, esta situación se presenta debido a que el OR Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. no ha realizado la repotenciación del antiguo

circuito Villa Estrella – Bayunca, la cual fue advertida por la Unidad desde la definición del proyecto, **por lo cual es necesario que el Operador de Red, adelante la misma en el menor tiempo posible.**

- **Nivel de corto:** Violación de nivel de Corto en las subestaciones: i) Bosque 66 kV, ii) Ternera 66 kV y iii) Cospique 66 kV; frente a estas subestaciones en **necesario que el OR, Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P., realice todas las acciones para repotenciar las mismas y así no limitar ni poner en riesgo la atención de la demanda en la zona de Bolívar.**

Área Caribe: Córdoba – Sucre, Chinú

Problemáticas identificadas:

La subárea Córdoba – Sucre presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación, bajas tensiones y sobrecargas de los elementos del STR, lo que podría conducir a tener demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas, los impactos que estas tienen en el sistema, y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas, máxima demanda y mínima generación.

Tabla 3-87: Desempeño del sistema en Córdoba – Sucre.

CONDICION DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 85% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 90% Chinú - Boston 110 kV > 95%	Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
N - 1 Cerromatoso 500/230 kV	Altas cargabilidades corredor Urrá - Río Sinú - Chinú 110 kV y Tra. Urrá 230/110 kV - DNA	Tra. Urrá 230/110 kV > 100%
N - 1 Urrá 230/110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urrá 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV y Cereté 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Boston - Sierra Flor 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Sierra Flor 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Chinú - Coveñas 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Toluviejo 110 kV, Coveñas 110 kV y El Carmen 110 kV - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Río Sinú - Tierra Alta 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tierra Alta - Urrá 110 kV	Colapso por bajas tensiones en todo el STR - DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Cereté - Chinú 110 kV	Colapso por bajas tensiones en Urrá 110 kV, Tierra Alta 110 kV, Río Sinú 110 kV, Montería 110 kV, Cereté 110 kV- DNA	Desempeño Adecuado
N - 1 Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 120% Tra. Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	Tra. Chinú 1,2,3 500/110 kV > 90% Chinú - Sincelejo 110 kV > 90%
N - 1 Cerromatoso - Urrá 1,2 230 kV	Urrá 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urrá 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Coveñas - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 120% Tra. El Carmen 110/66 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Ternera - Toluviejo 110 kV	Chinú - Boston 110 kV > 100%	Desempeño Adecuado
N - 1 Sierra Flor - Toluviejo 110 kV	Tra. El Carmen 110/66 kV > 100%	Desempeño Adecuado

N - 1 Tra. Urabá 230/115 kV	Tra. Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 90%	Desempeño Adecuado
N - 1 Urabá - Urra 230 kV	Tra. Urra 230/110 kV > 130% Tierra Alta - Urra 110 kV > 90%	Tra. Urra 230/110 kV > 100%

Conclusiones:

- Agotamiento de capacidad de transformación:** Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; **el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV proyecto que se está evaluando actualmente.**

Área Caribe: Córdoba – Sucre, Cerromatoso

Problemáticas identificadas:

La subárea Cerromatoso presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación, lo que podría conducir a tener demanda no atendida, para un despacho de máxima demanda y mínima generación.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y sus impactos:

Tabla 3-88: Desempeño del sistema en Cerromatoso.

CONDICIÓN	2018	2024
N - 1 de un transformador Cerromatoso 500/110 kV	Carga transformadores en servicio > 80%	Carga transformadores en servicio > 100%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- Agotamiento de capacidad de transformación:** En el mediano plazo, ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Cerromatoso, se observan sobrecargas en los transformadores que quedan en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nuevas demandas, además la posible des optimización del despacho, debido a las necesidades de generaciones de seguridad al interior de la subárea. Por lo anterior, **se solicita al OR presentar un proyecto para mitigar esta condición, tal como un cuarto transformador en Cerromatoso 500/110 kV – 150 MVA.**
- Nivel de corto:** alto nivel de corto en la subestación Cerromatoso 110 kV, **por lo cual se hace necesario que el OR adelante todas las actividades para repotenciar la capacidad de corto de esta subestación.**

Área Caribe – Guajira – Cesar – Magdalena

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-89: Desempeño del sistema en Guajira – Cesar – Magdalena.

CONDICIÓN	2018	2024
C.N.O.	Sobrecarga transformador Valledupar 230/34.5 kV. Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV*. Alta cargabilidad transformador Copey 220/110/34.5 kV	Desempeño adecuado
N - 1 Santa Marta – Gaira 110 kV.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Cuestecitas 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 transformador Santamarta 1 230/110 kV 100 MVA.	Desempeño adecuado	Sobrecarga transformadores quedan en servicio
N - 1 transformador Valledupar 1 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Ocaña - La Loma 500 kV	Bajas tensiones en las subestaciones El Banco 110 kV y La Jagua 110 kV.	Desempeño adecuado

*Sin la entrada del segundo transformador en Valledupar 230/110 kV definido, ni el tercer transformador 230/34.5 kV.

Fuente de tabla: UPME

La subárea GCM presenta diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia del agotamiento de la capacidad de transformación y agotamiento de red a 110 kV, lo que podría conducir a tener demanda no atendida. Así mismo, la existencia de radialidades ocasiona demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR.

En la Tabla 3-89 se presenta cada una de las problemáticas observadas, los impactos que éstas tienen en el sistema y en el caso que se hayan presentado soluciones, se indica cuáles fueron las mismas.

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación:**

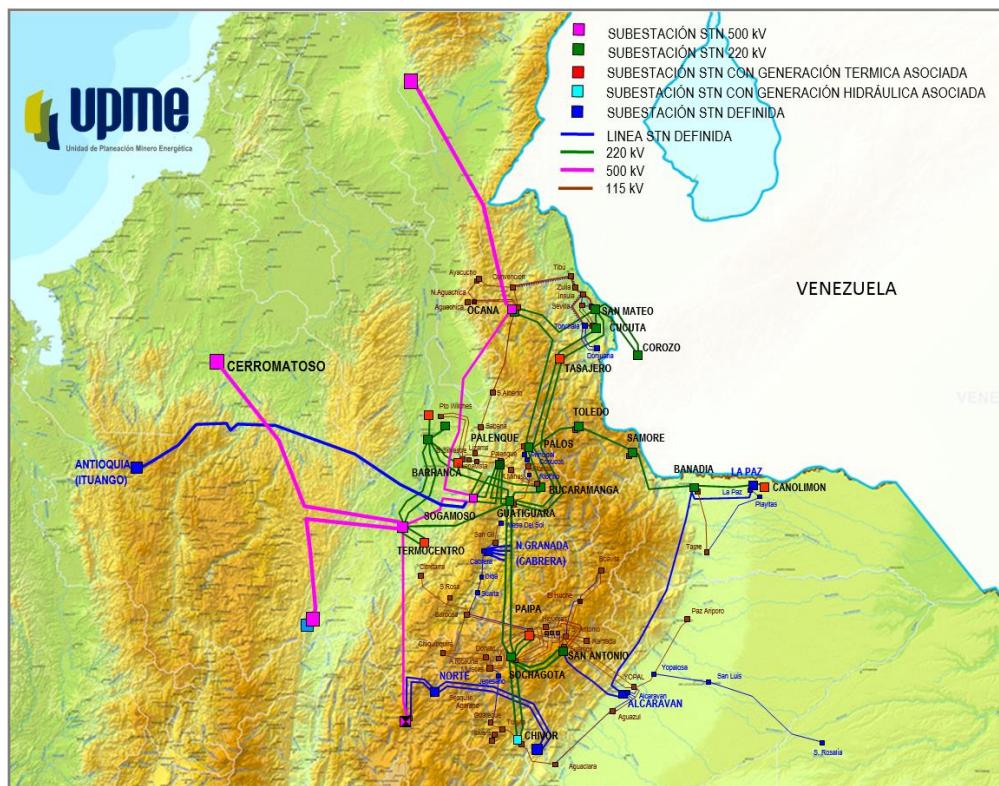
Alta cargabilidad del transformador Copey 220/110/34.5 kV, en condición normal de operación, ya se definió el segundo transformador en Copey 220/110/34.5 kV.

En el mediano plazo, se observa nuevamente el agotamiento de la capacidad del transformador en Santa Marta, por lo cual, **es necesario que el OR plantea una alternativa de mitigación ante esta condición, correspondiente a la ampliación de la capacidad de transformación STN/STR en Santa Marta.**

Área Nordeste – Santander

En esta área se presentan diferentes problemáticas, en su mayoría como consecuencia de agotamiento de la capacidad de la transformación y agotamiento de red a 115 kV, que podría ocasionar demanda no atendida.

Gráfica 3-28: Área Nordeste.



Fuente de gráfica: UPME

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-90: Desempeño del sistema en Santander.

CONDICIÓN DEL SISTEMA	2020	2025
C.N.O	Barbosa - Paipa 1 115 > 80 % Bmanga - Real Minas 1 115 > 70 % Florida - TBucFlorida 1 115 > 50 % Los Palos - Palenque 1 115 > 40 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - Lizama 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca - San Silvestre 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Barranca 2 230/115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Los Palos - Palenque 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - Real Minas 1 115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Bmanga - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Florida - TBucFlorida 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Los Palos - Palenque 1 115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 110 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115	Bmanga - Real Minas 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Palos 230/115	Florida - TBucFlorida 1 115 > 90 %	Desempeño adecuado
N - 1 Piedecuesta - San Gil 115 kV	DNA - Demanda atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Lizama - Sabana Torres 115 kV	DNA - Demanda atendida radialmente	Desempeño adecuado
N - 1 Sabana Torres - Sn Alberto 115 kV	DNA - Demanda atendida radialmente	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- Se observa un buen desempeño del sistema con la conexión de los proyectos de expansión, se evidencia restricciones por la conexión de energía solar en la zona, relación al agotamiento de los transformadores 500/230 kV en Sogamoso.

Área Nordeste – Norte de Santander

Problemáticas identificadas:

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y los impactos que estas tienen en el sistema.

Tabla 3-91: Desempeño del sistema en Norte de Santander.

CONDICIÓN	2020	2025
Condición Normal de Operación	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 TRF Belén 230/115 kV	TRF San Mateo 230/115 < 90% San Mateo - La Ínsula < 60% Belén - La Ínsula < 90%	TRF San Mateo 230/115 > 95% San Mateo - La Ínsula > 90% Belén - La Ínsula > 100%
N - 1 TRF San Mateo 230/115 kV	TRF Belén 230/115 < 90%	TRF Belén 230/115 > 90%
N - 1 Ocaña - Convención 115 kV	Ocaña - Aguachica 115 kV < 90%	Ocaña - Aguachica 115 kV > 90%
N - 1 Ocaña - Aguachica 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV < 60% Convención - Ayacucho 115 kV < 80% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 20%	Ocaña - Convención 115 kV > 90% Convención - Ayacucho 115 kV > 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 90%
N - 1 Convención - Ayacucho 115 kV	Ocaña - Convención 115 kV < 60% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 20%	Ocaña - Convención 115 kV > 90% Ocaña - Aguachica 115 kV > 110% Aguachica - Ayacucho 115 kV < 90%
N - 1 Línea San Mateo - La Ínsula 115 kV		TRF Belén 230/115 > 90%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento de la capacidad de transformación 230/115 kV:** Como consecuencia del crecimiento de la demanda, se observa alta cargabilidad en los transformadores de conexión STN/STR de áreas tales como Belén y San Mateo, en el corto plazo se soluciona la problemática con la expansión definida, en 2025 se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los transformadores.

- **Agotamiento de la red a 115 kV:** Aunque con las obras definidas y en ejecución, se solucionan los problemas de agotamiento de la red en el corto plazo, en el mediano plazo se empiezan a ver nuevamente altas cargabilidades en los corredores de 115 kV, particularmente en Belén - Ínsula, Ocaña – Aguachica, y Convención Ayacucho y Ocaña – Convención 115 kV.
- Se evidencia restricciones por la conexión de energía solar en la zona, relación al agotamiento de los transformadores 500/230 kV y 230/115 kV en Ocaña.

Área Nordeste – Boyacá – Casanare

Problemáticas identificadas:

Tabla 3-92: Desempeño del sistema Boyacá – Casanare.

CONDICIÓN	2020	2025
Condición Normal de Operación	Paipa - Barbosa 115 kV > 90%	Paipa - Barbosa 115 kV < 50%
N - 1 Paipa - Barbosa 115 kV	Donato - Chiquinquirá 115 kV > 100% Chiquinquirá 115 kV < 0.82 Barbosa 115 kV < 0.75 Cimitarra 115 kV < 0.73	Donato - Alto Ricaurte 115 kV < 100% Barbosa 115 kV > 0.95 Cimitarra 115 kV > 0.95
N - 1 Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV > 110%	Paipa - Barbosa 115 kV < 100%
N - 1 TRF Paipa 230/115 kV	Paipa - Barbosa 115 kV < 100%	Paipa - Barbosa 115 kV < 90%

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Agotamiento en la red a 115 kV y agotamiento transformación STN/STR:** Con la conexión de los proyectos definidos y en ejecución se solucionan los problemas de agotamiento de la transformación y de agotamiento de la red del STR en Boyacá y Casanare.

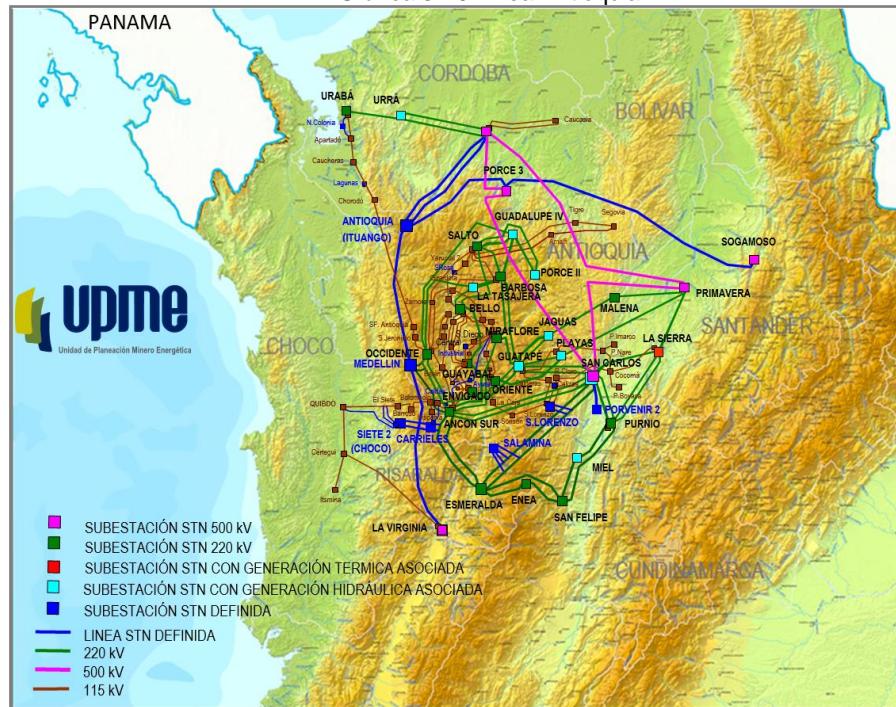
Área Nordeste – Arauca

Problemáticas identificadas:

- **Atención radial de la demanda:** Con la ejecución de los proyectos en la zona se solucionan los problemas de radialidad de atención de la demanda.

Área Antioquia – Antioquia

Gráfica 3-29: Área Antioquia.



Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, en su mayoría relacionadas con la gran capacidad de generación instalada en el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Transmisión Nacional – STN. Se presentan bajas tensiones en algunas subáreas ante contingencias sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR, además de las problemáticas relacionadas con las bajas tensiones en el Magdalena Medio.

Tabla 3-93: Desempeño del sistema en Antioquia.

CONDICIÓN	2020	2024
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Bello 214,5/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Envigado 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N – 1 TR Salto I 230/110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Ancón Sur 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Occidente - Katíos 230 kV (2022)	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Línea Guayabal - Ancón Sur 110 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

CONDICIÓN	2020	2024
	Con de la entrada de Bello - Guayabal – Ancón Sur. con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas	Con de la entrada de Bello - Guayabal - Ancón Sur con la entrada de corredores San Lorenzo – Sonsón La Sierra y obras asociadas, San Lorenzo y obras en 500 kV
Línea La sierra – Cocorná 110 kV (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado
Línea TRF la Sierra (Sin despacho en el STR)	Playas - Puerto Nare > 90% Río Claro 110 kV < 90% Cocorná < 90% Puerto Boyacá < 90% Vasconia < 90%	Desempeño adecuado

Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- Bajas tensiones:** Ante la contingencia de la línea Playas – Puerto Nare 110 kV, se presentan bajas tensiones en las subestaciones que quedan alimentadas aguas abajo de Calderas 110 kV (Cocorná, Puerto Inmarco y Puerto Nare) con la consiguiente desatención de demanda. Actualmente, se tiene definido un nuevo punto de inyección a nivel 230 kV denominado La Sierra 110 kV y un circuito La Sierra – Cocorná 110 kV, con fecha de entrada 2017.

Posterior a la entrada del proyecto La Sierra y obras asociadas, la contingencia más crítica corresponde a la salida del transformador en La Sierra o la línea La Sierra – Cocorná 110 kV, la cual, con los crecimientos de demanda en la zona pueden producir bajas tensiones en Río Claro 110 kV, Cocorná 110 kV, Puerto Boyacá 110 kV y Vasconia 110 kV, condición que se elimina con el proyecto asociado a Calizas correspondiente al circuito San Lorenzo – Río Claro 110 kV y el proyecto San Lorenzo 230 kV.

- Atención radial de la demanda con bajas tensiones:** Ante la contingencia del transformador de Urabá 230/110 kV.
- Se recomienda que la Subestación San Lorenzo 220 kV tenga dos transformadores STN/STR para evitar sobrecargas en el STR

Área Antioquia – Chocó

Problemáticas identificadas:

Esta subárea presenta diferentes problemáticas:

Tabla 3-94: Desempeño del sistema en Chocó.

CONDICIÓN	2020	2025
C.N.O.	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 transformador La Virginia 230/115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado
N - 1 Circuito Virginia - Certege 115 kV	Bajas tensiones	Desempeño adecuado

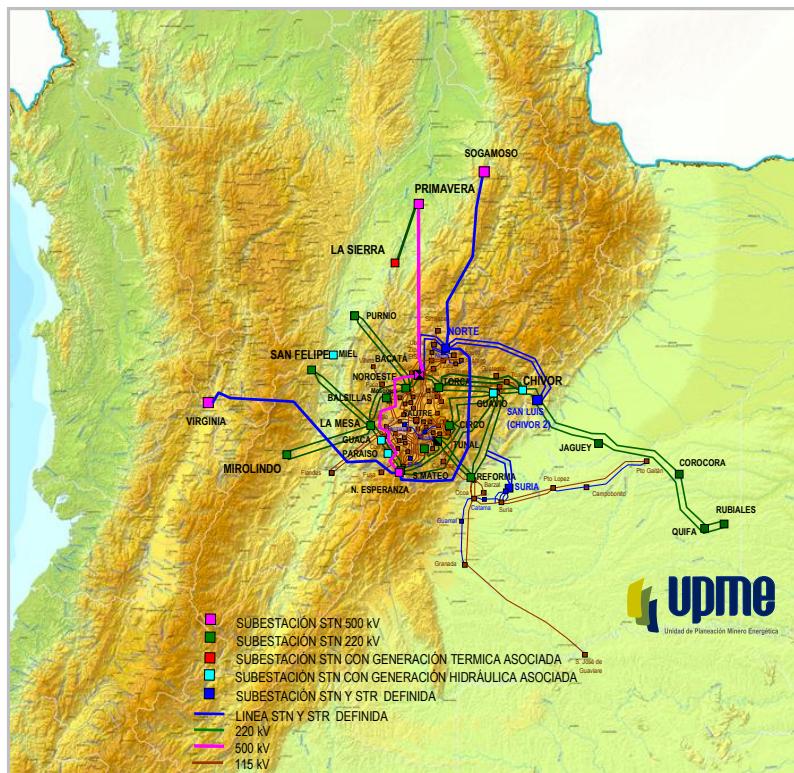
Fuente de tabla: UPME

Conclusiones:

- **Bajas tensiones:** Bajas tensiones ante condición de falla de elementos del STR, se definió un nuevo punto de conexión STN/STR junto con obras asociadas en el STR, las cuales eliminan las bajas tensiones.

Área Oriental – Bogotá

Gráfica 3-30 Área Oriental



Problemáticas identificadas:

Se presentan diferentes problemáticas en esta área, en su mayoría relacionadas como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida.

A continuación, se presentan cada una de las problemáticas observadas y algunas soluciones definidas.

Tabla 3-95: Desempeño del sistema en Bogotá.

CONDICION	2020	2025
C.N.O	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 70%	Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 50%
	Balsillas - Mosquera 115 kV > 80%	Balsillas - Mosquera 115 kV > 70%
	Colegio - La Guaca 115 kV > 80%	Colegio - La Guaca 115 kV > 70%
	Tra. Guaca 230/115 kV > 70%	Tra. Guaca 230/115 kV > 70%
	Bacatá - El Sol 115 kV > 50%	Bacatá - Salitre 115 kV > 70%
	Bacatá - Chía 115 kV > 60%	Bacatá - Suba 115 kV > 90%
	Noroeste - Purnio 1/2 230 > 60%	Nva. Esperanza - San Mateo 230 kV > 70%
	Cajamarca - Regivit 115 kV > 60%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 100% (Visible en CNO y contingencias en el STR y STN)

N - 1 Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70% Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 120%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 60% Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 50% Nva. Esperanza - Paraíso 1/2 230 kV > 90% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Balsillas - Fontibón 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 110%	Balsillas - Mosquera 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70%	Tra. Nv Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Tra. Nva Esperanza 500/115/11.4 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 90%	Colegio - La Guaca 115 kV > 100% Tra. Guaca 230/115 kV > 100% Bacatá - Salitre 115 kV > 100% Bacatá - Suba 115 kV > 110%
N - 1 Tra. 1,2 Bacatá 500/115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Bacatá - Salitre 115 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Bacatá - Suba 115 kV > 70%	Bacatá - Suba 115 kV > 100%
N - 1 Nva Esperanza - San Mateo 230 kV (Max Gen Paguas, Min Gen Chivor, Zipas, Guavio, Darío Valencia)	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 70% Colegio - La Guaca 115 kV > 90% Balsillas - Mosquera 115 kV > 90%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 110% Bacatá - Suba 115 kV > 90%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV	Requiere generación de seguridad en el área	Reducción generación de seguridad en el área con la entrada del primer y segundo refuerzo del área
N - 1 Chivor - Guavio 1/2 230 kV (Max gen Chivor, Min gen Guavio)	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 130%	Chivor - Guavio 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Guaca - Mesa 1/2 230 kV (Dmin, Max gen Pagua, Guavio, Zipa, Dario Valencia, Chivor)	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 130%	Guaca - Mesa 1/2 230 kV > 100%
N - 1 Primavera - Bacatá 500 kV (Max gen Zipa)	Noroeste - Purnio 1/2 230 > 100% Brisas - Cajamarca 115 kV > 100% Cajamarca - Regivit 115 kV > 100% Colegio - La Guaca 115 kV > 110% Armenia - Regivit 115 kV > 100%	Tra. Nva Esperanza 500/115 kV > 100%

Fuente de tabla: UPME

En el año 2019 en el marco de la evaluación de la nueva Subestación El Río 115 kV, la Unidad solicitó a la ENEL – CODENSA acompañar la obra con la instalación de un segundo transformador en Nueva Esperanza 500/115/11.4 kV 450 MVA, ya que para el año 2024 y ante un escenario de demanda máxima, se observaba una sobrecarga en el transformador existente. Teniendo en cuenta lo anterior la UPME realizó la evaluación de la solicitud del OR correspondiente al segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115/11.4 kV 450 MVA, encontrando los siguientes resultados con la inclusión del proyecto a partir del año 2023:

Año 2023

- En condición normal de operación y ante contingencia N-1 se observa que las cargabilidades y tensiones de los elementos del área de influencia se encuentran dentro de los límites permitidos.

- Ante un escenario de demanda media y máxima y alta importación en el área se observan altas cargabilidades en la línea Nueva Esperanza – El Río 115 kV en condición normal de operación.

Año 2028

- En condición normal de operación y ante contingencia N-1 se observa que las cargabilidades y tensiones de los elementos del área de influencia se encuentran dentro de los límites permitidos.
- Ante contingencia N-1 de los siguientes elementos, se presentan altas cargabilidades en los siguientes elementos, sin embargo, las mismas se mantienen por debajo de la capacidad de emergencia:

Nueva Esperanza 1 500/120/11.4 kV, ante la contingencia N-1 de Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 kV.

Nueva Esperanza 2 500/120/11.4 kV, ante la contingencia N-1 de Nueva Esperanza 1 500/120/11.4 kV.

- Ante un escenario de demanda media y máxima y alta importación en el área y ante la entrada de la totalidad de la carga prevista para la subestación El Río 115 kV, se observan sobrecargas en la línea Nueva Esperanza – El Río 115 kV, por lo que se hace necesario que el OR revise esta condición y en caso de ser necesario proponga con antelación las obras necesarias para mitigar esta problemática.

Conclusiones:

- **Agotamiento transformación STN/STR:** ante el agotamiento progresivo de los transformadores Nueva Esperanza 500/115 kV, le fue aprobado al OR la instalación de un nuevo transformador 500/115 kV de 450 MVA en Nueva Esperanza.
- **Sobrecargas en líneas:** Se observa agotamiento de la red 115 kV, particularmente los enlaces: Bacatá – Suba, Balsillas – Mosquera, Bacatá – El Sol, Colegio – Guaca 115 kV.
- La aprobación del segundo transformador 500/115 kV de 450 MVA en Nueva Esperanza incluye la bahía de alta, la cual es configuración interruptor y medio por lo que ésta hace parte del STN y por tanto debe ser incluida entre las recomendaciones de obras del presente Plan de Expansión.

Área Oriental – Meta – Guaviare

Problemáticas identificadas:

Las diferentes problemáticas de esta área se relacionadas en su mayoría al agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

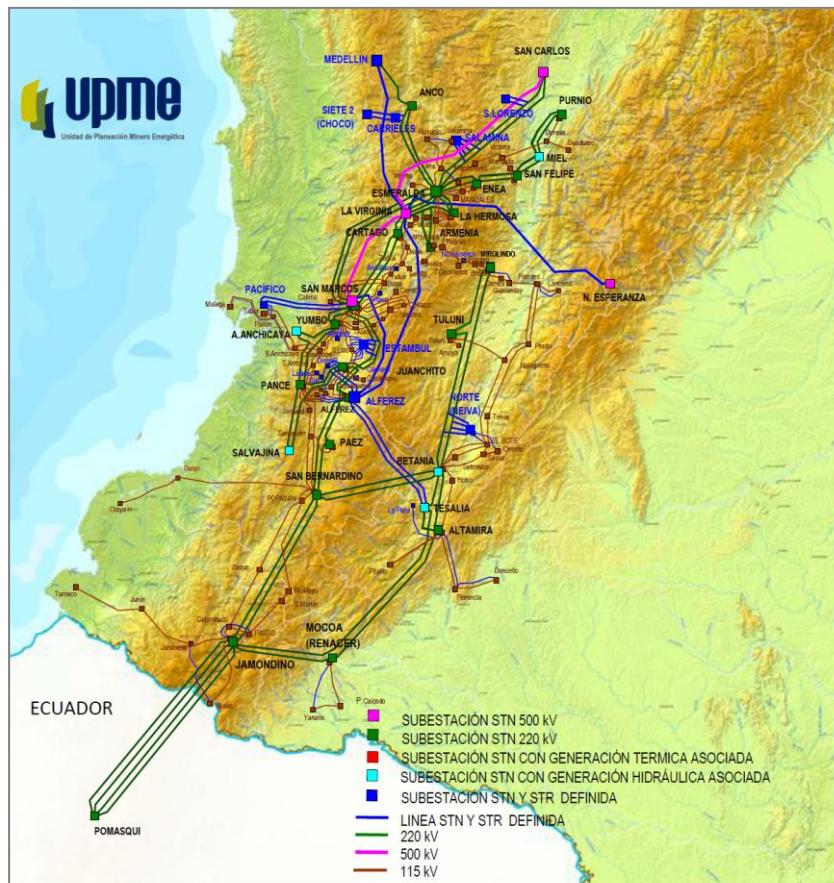
Tabla 3-96: Desempeño del sistema en Meta.

CONDICIÓN	2017	2023
N - 1 Reforma - Barzal 115 kV	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 130 %	Sobrecarga Ocoa – Barzal > 142%
N - 1 Transformador Reforma	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
N - 1 Guavio - Reforma 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Atención radial de la demanda	Granada, San José Guaviare 115 kV	se elimina radialidades de Suria, Puerto López y Puerto Gaitán

Fuente de tabla: UPME

Área Suroccidental – Caldas – Quindío – Risaralda

Gráfica 3-31: Área Suroccidental.



Problemáticas identificadas:

Esta área presenta diferentes problemáticas, relacionadas especialmente con el agotamiento de la capacidad de la transformación, sobrecargas de elementos ante contingencia y bajas tensiones.

Tabla 3-97: Desempeño del sistema en Caldas – Quindío – Risaralda.

CONDICIÓN	2020	2024
C.N.O	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Enea 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Esmeralda 1 230/115	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Hermosa 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
N - 1 TR Cartago 1 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR Cartago 2 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%
N - 1 TR San Felipe 230/115	Esmeralda 1 230/115 < 90%	Esmeralda 1 230/115 < 90%
	Esmeralda 2 230/115 < 90%	Esmeralda 2 230/115 < 90%
	Hermosa 1 230/115 < 90%	Hermosa 1 230/115 < 90%

Fuente de tabla: UPME

Área Suroccidental – Valle

Problemáticas identificadas:

La problemática del Valle se desarrolla en el numeral del análisis de las obra Estambul.

Área Suroccidental – Cauca – Nariño

Problemáticas identificadas:

La problemática de esta área se relaciona con el agotamiento de la capacidad de la transformación y de la red del STR, además de restricciones de exportaciones e importaciones por desarrollo de STR.

Tabla 3-98: Desempeño del sistema en Cauca – Nariño.

CONDICIÓN	2015	2025
C.N.O	TRF Páez 230 kV >70 % TRF San Bernardino 230 kV <100%	TRF Páez 230/115 kV > 70 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 %
N - 1 Jamondino	TRF Páez 230/115 kV < 100 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%	TRF Páez 230/115 kV > 74 % TRF Bernardino 230/115 kV < 100 % Lino. Zaque - Popayán 115 kV < 100 % Lino. Bernardino-Popayán 115 kV < 100 % Junín, Tumaco 115 kV < 90%
N - 1 Lino El Zaque - Popayán 115 kV	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%
N - 1 Lino El Pasto - San Martín 115 kV	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%	El Zaque – San Martín >100% San Martín – Calambuco >100%
N - 1 Lino El Saque - San Martín 115 kV	El Zaque – Popayán >100%	El Zaque – Popayán >100%
N - 1 Lino Calambuco - San Martín 115 kV	El Zaque – San Martín >100%	El Zaque – San Martín >100%

- Agotamiento de la red a 115 kV:** Se observa que ante contingencias simples, se puede producir sobrecargas de los elementos del STR debido a la baja capacidad de los circuitos, por lo cual los OR's CEO y ENELAR, deberán implementar el aumento de capacidad de los siguientes corredores: i) Zaque – Popayán (Principal) 115 kV, del OR CEO, y en los circuitos Zaque – San Martín – Calambuco 115 kV y San Martín – Pasto 115 kV, del OR CEDENAR, mediante cambio de los transformadores de corriente - CTs de las líneas asociadas.

Se solicita a los OR's incumbentes, estudiar el refuerzo en correspondiente a: Nueva línea Pasto – Calambuco y Jamondino – Calambuco 115 kV y tercer transformador 230/115 kV en Jamondino.

Área Suroccidental – Tolima – Huila – Caquetá

- En análisis de Huila Tolima se desarrolla en el numeral donde se presenta el proyecto para Huila

Área Suroccidental – Putumayo

Problemáticas identificadas:

El área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda.

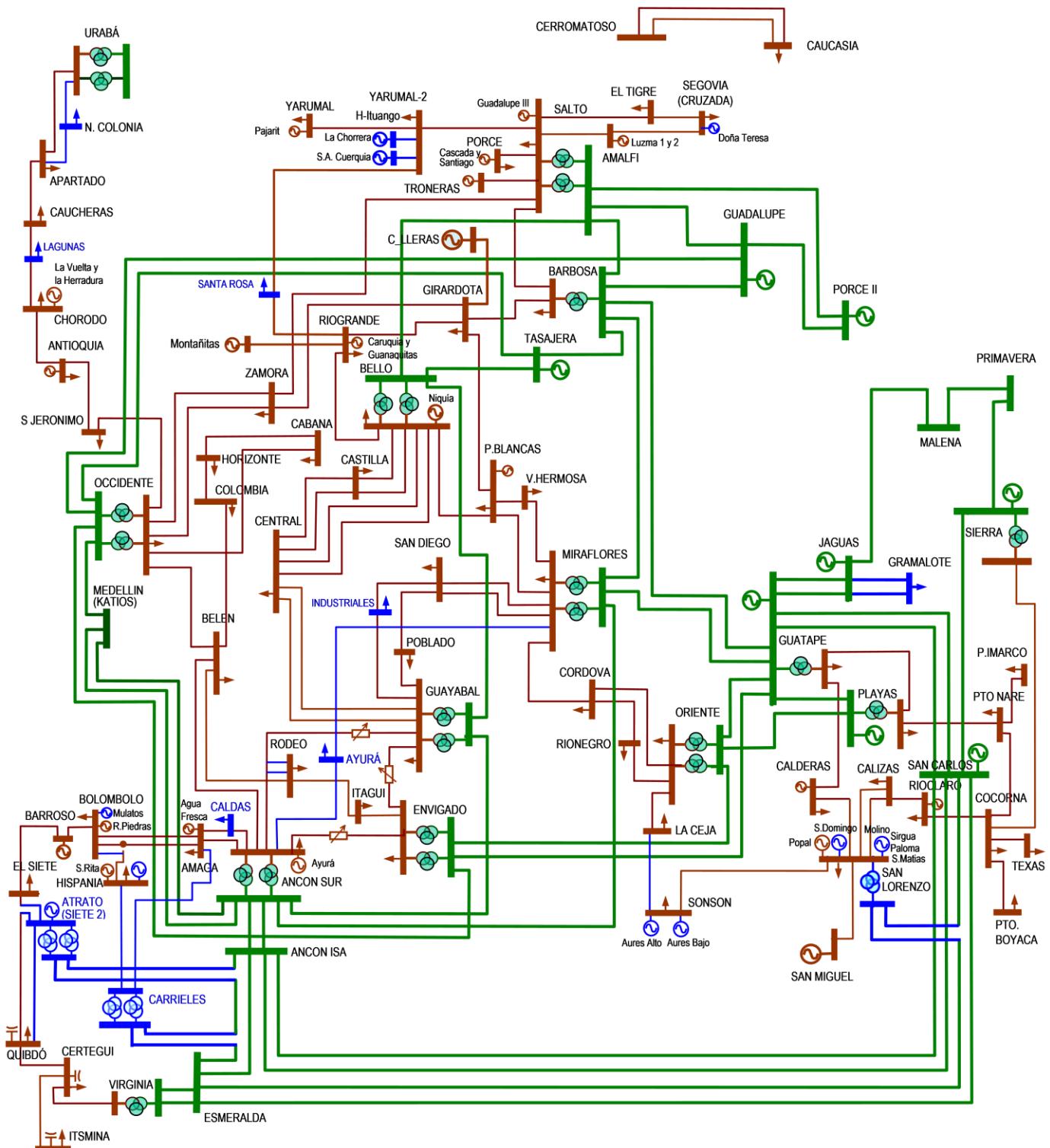
- Atención Radial de la demanda:** Se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual origina que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. El OR presentó el estudio para la conexión del segundo transformador en Mocoa.

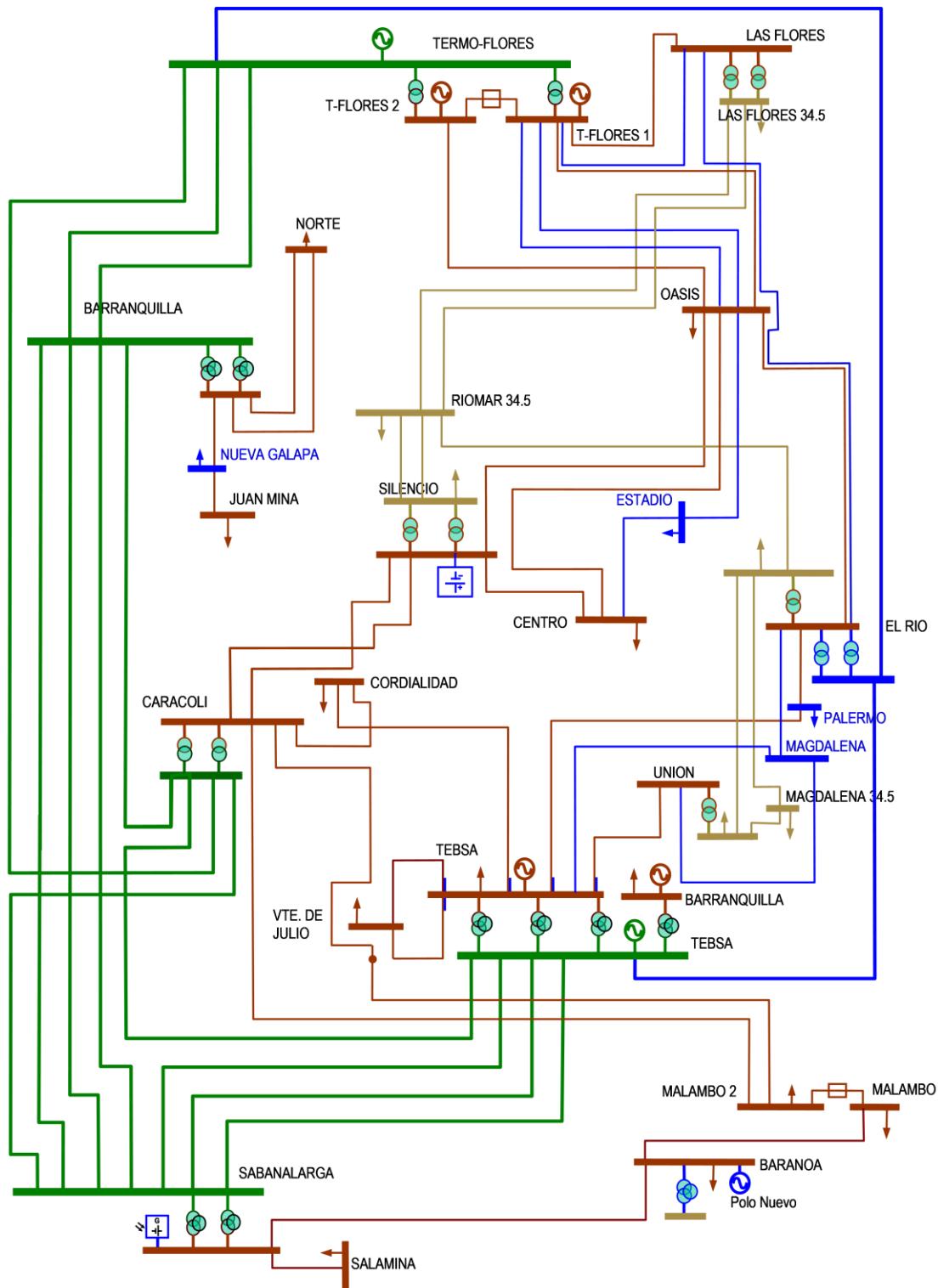
4. RECOMENDACIONES

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

- Nueva subestación Estambul 220 kV, en jurisdicción de Palmira o sus vecindades, reconfigurando los circuitos Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV mediante una derivación de 2 km aproximadamente, en un punto aproximado a 9,5 km desde la subestación Yumbo y a 8 km desde la subestación Juanchito. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- Nueva subestación Huila 220 kV, en jurisdicción de Neiva o sus vecindades, reconfigurando los circuitos existentes Betania – Mirolindo 220 kV y Betania - Tuluní 220 kV, mediante una derivación de 10 km aproximadamente. Fecha de entrada en operación: agosto de 2026.
- Instalar el reactor de 120 MVA, retirado de la Subestación Copey, en la barra de San Marcos 500 kV, la bahía para su conexión en la barra y uno o dos cortes centrales según la disposición física que convenga. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Transformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Primavera. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Equipos tipo SSSC (Static Synchrounous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos en los circuitos Tebsa – Sabana 1 y 2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: junio de 2024.
- Equipos tipo SSSC (Static Synchrounous Series Compensator) o FACTS (Flexible AC Transmission System) distribuidos inicialmente en los circuitos Guajira - Santa Marta y Bonda – Santa Marta y posteriormente, una vez esté en servicio toda la expansión del STN hoy definida para La Guajira, se deberán trasladar los dispositivos del circuito Bonda – Santa Marta a Bonda – Guajira 220 kV, según lo expuesto en Plan de Expansión 2020-2034. Fecha de entrada en operación: julio de 2022 la instalación inicial; la fecha del traslado dependerá de la entrada en servicio de la expansión en el área.
- Bahía de alta de transformador a nivel de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2023 o aquella que corresponda en caso de modificación del concepto de conexión del transformador 500/115 kV.

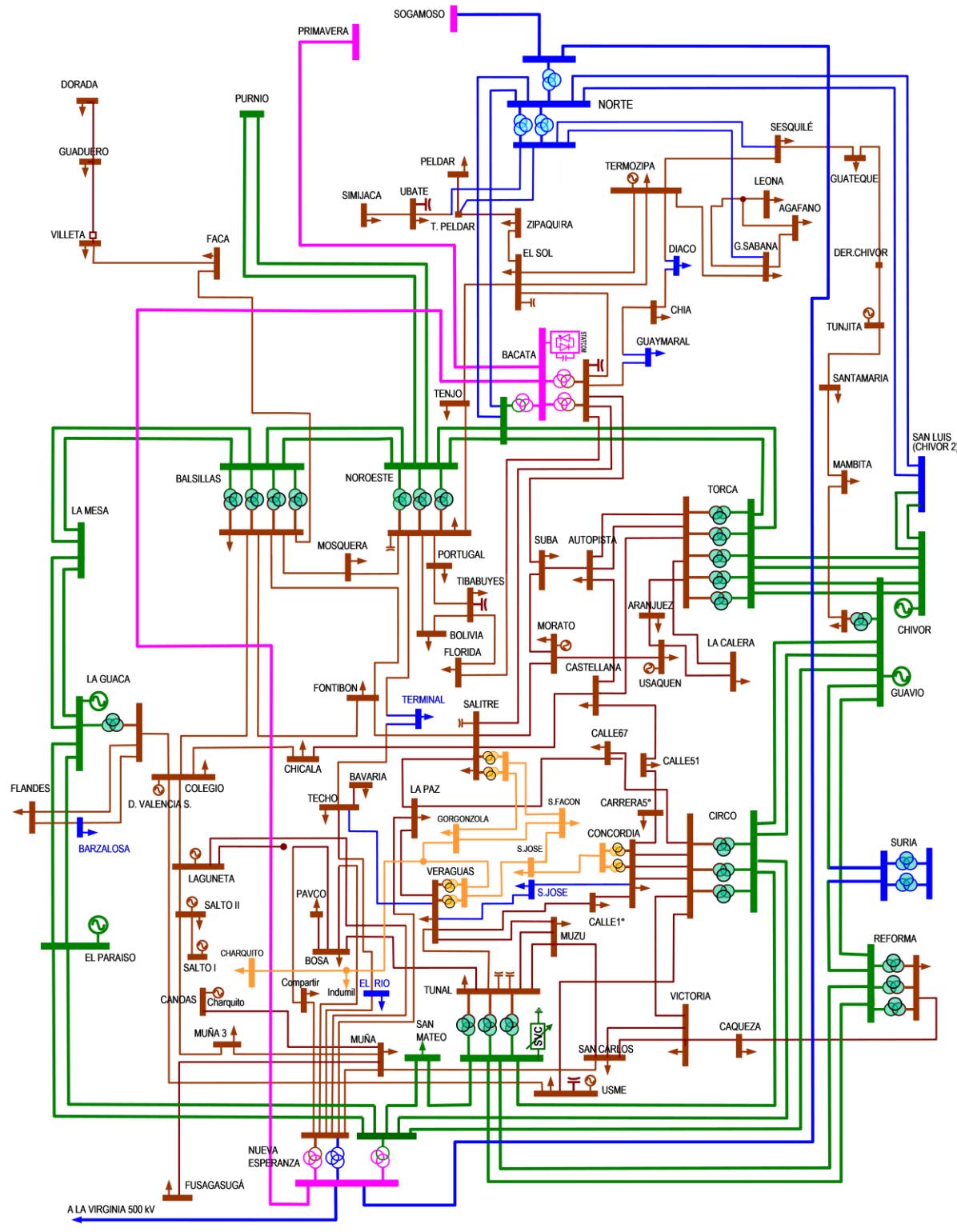
5. DIAGRAMAS UNIFILARES





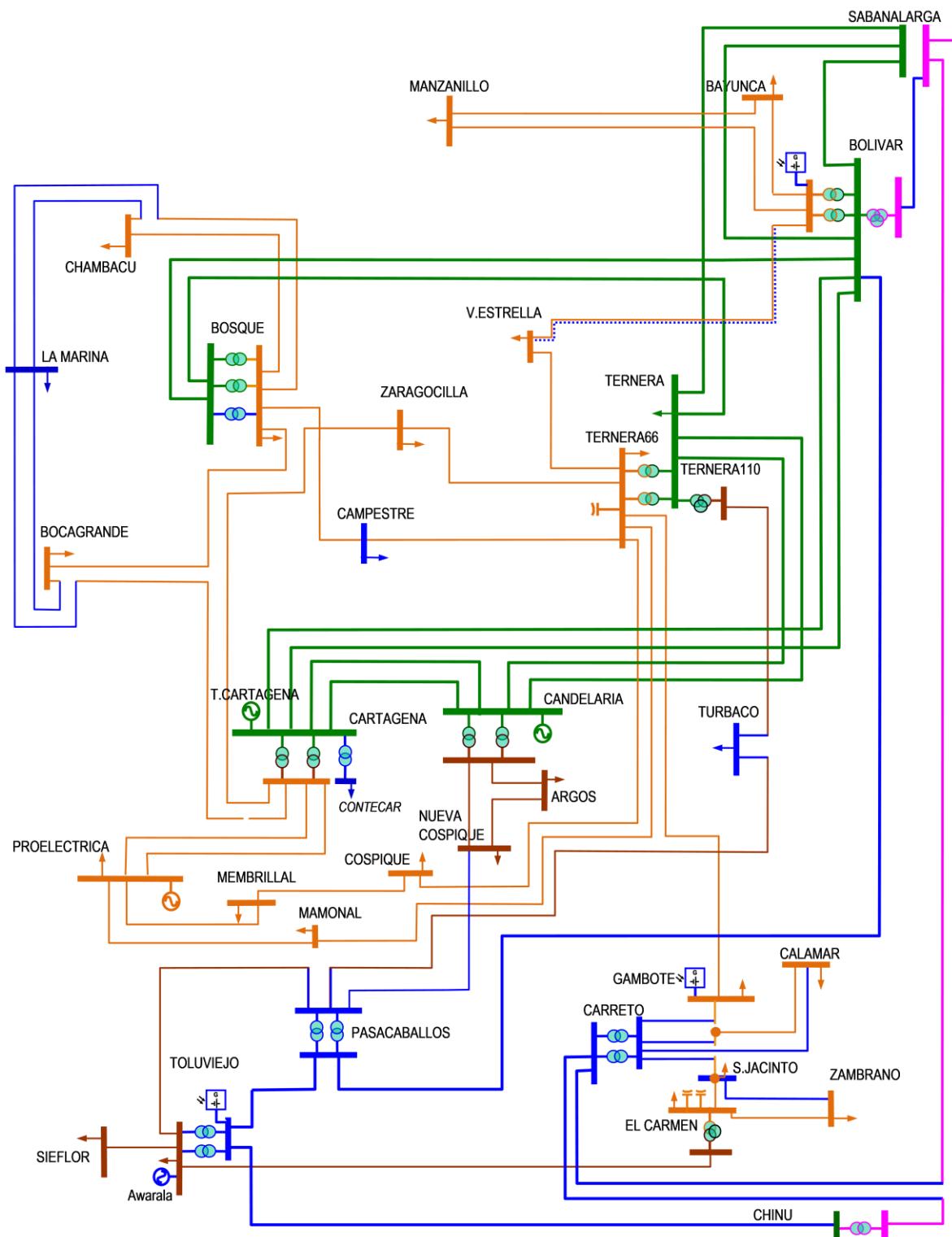
ÁREA ATLÁNTICO

■ 220 kV ■ 110 kV ■ 34.5 kV ■ Propuesta UPME ■ Proyectos de Expansión



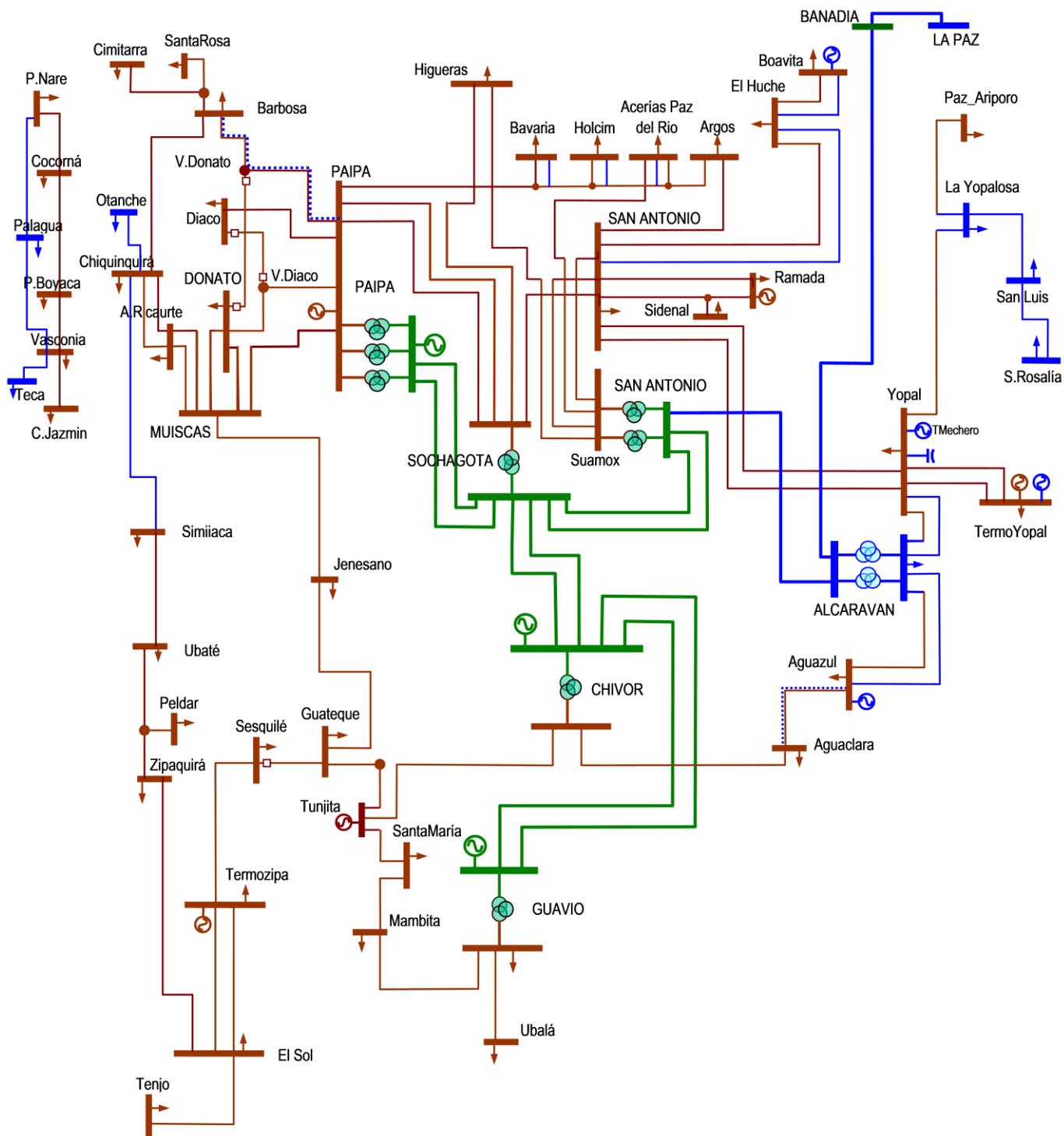
ÁREA BOGOTÁ

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



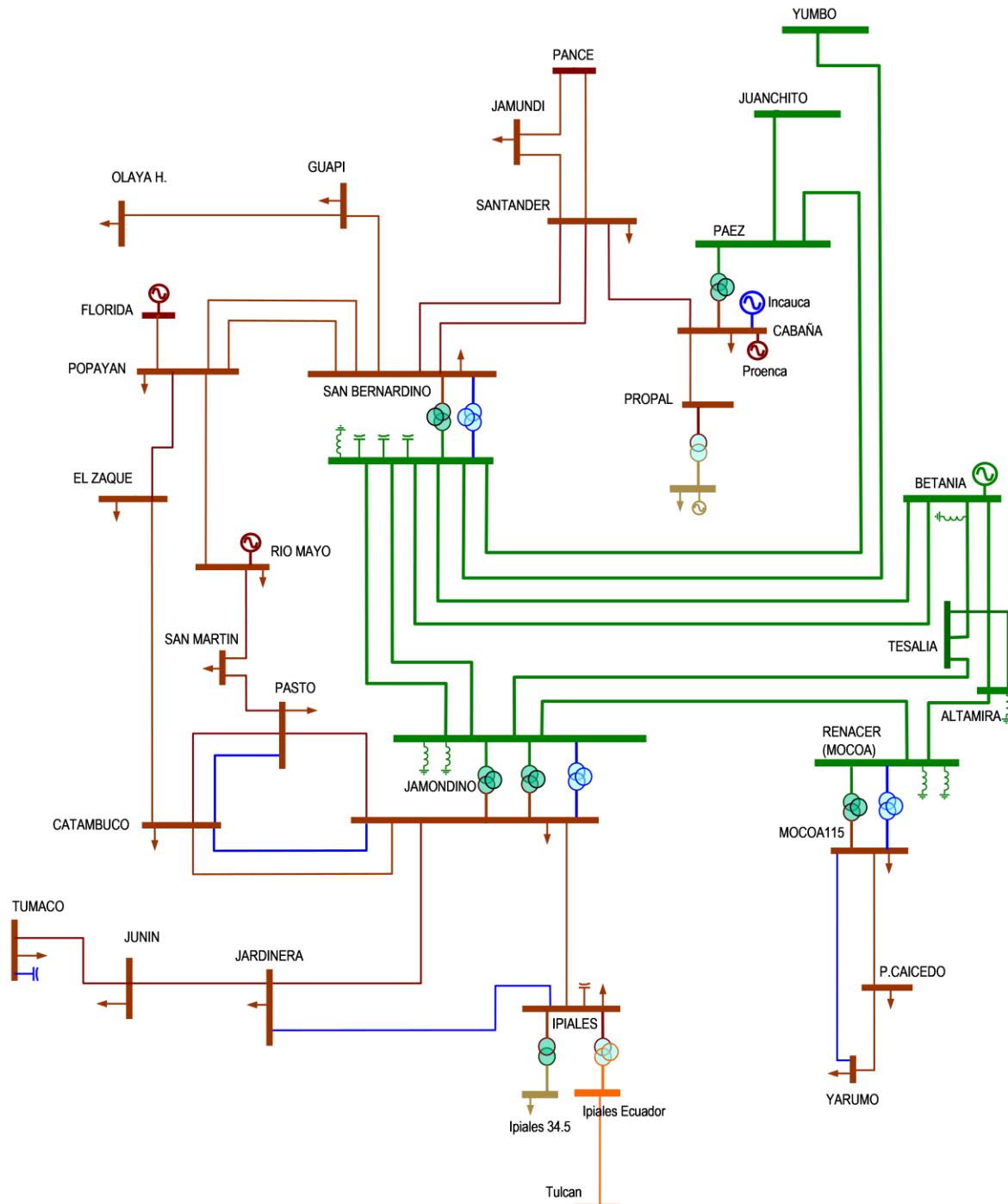
ÁREA BOLÍVAR

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



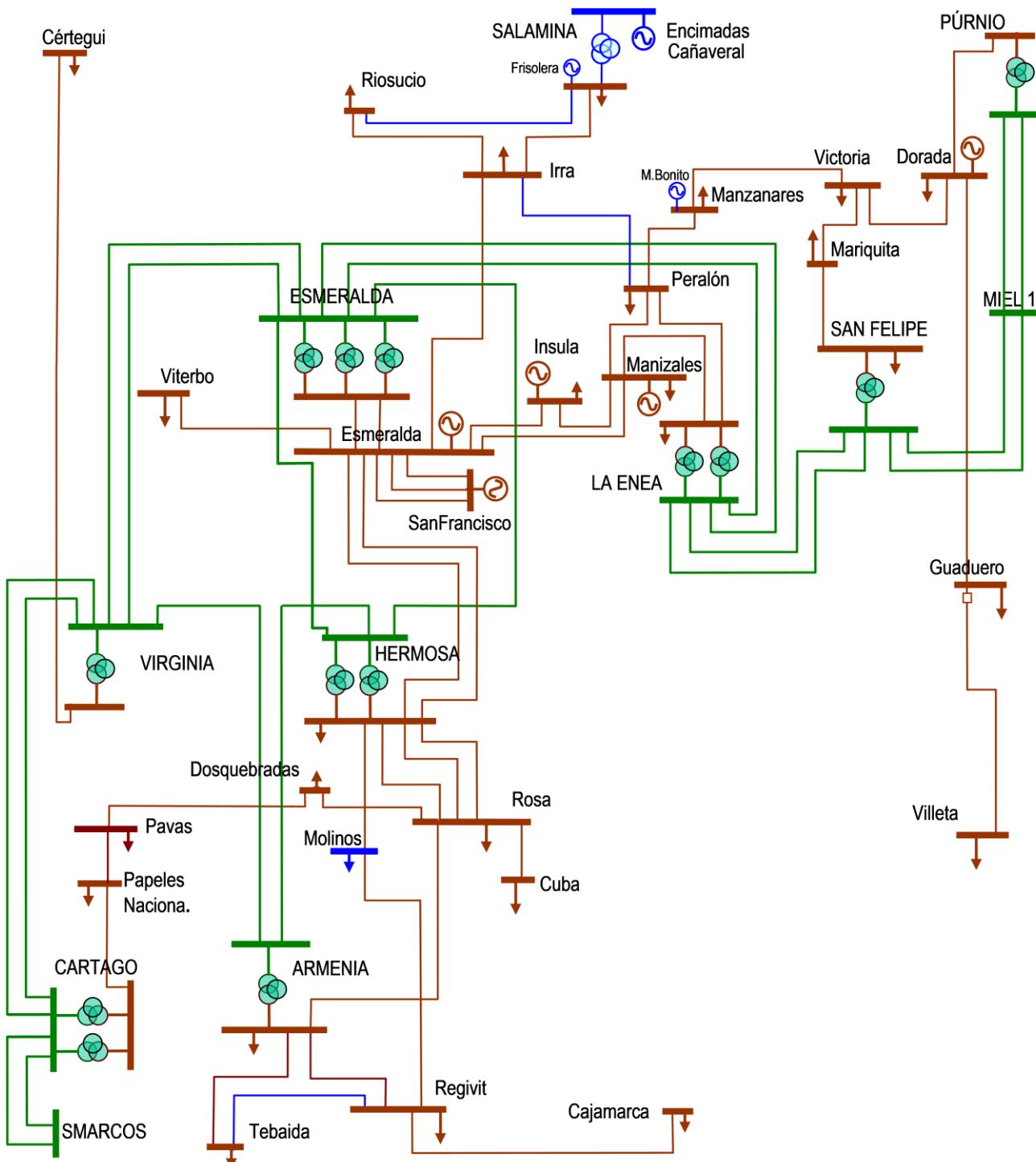
ÁREA BOYACÁ - CASANARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



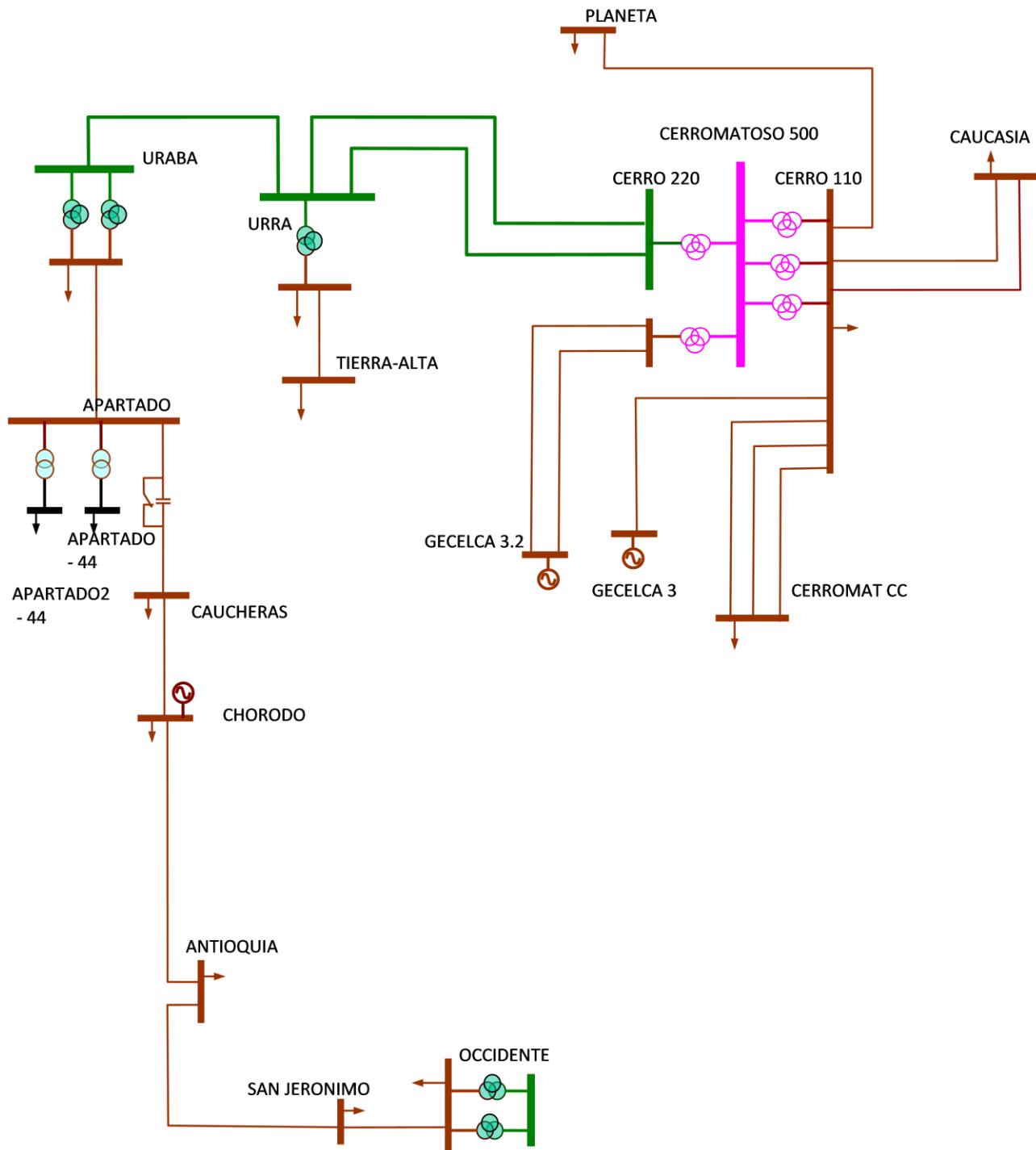
ÁREA CAUCA - NARIÑO

■ 220 kV ■ 115 kV ■ 34.5 kV ■ 138 kV ■ Recomendación UPME ■ Proyectos de Expansión



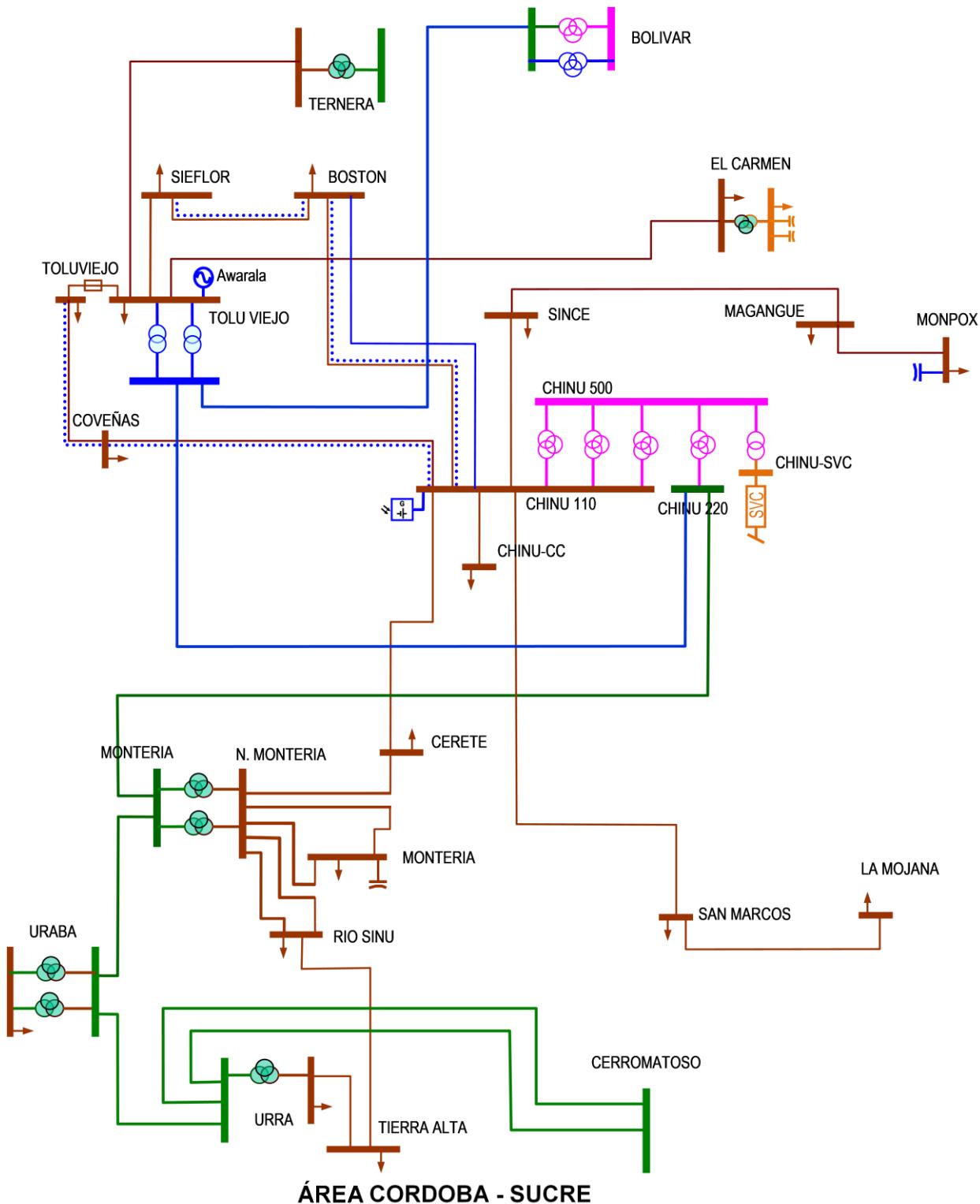
ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión ■ Expansion en análisis 230 kV

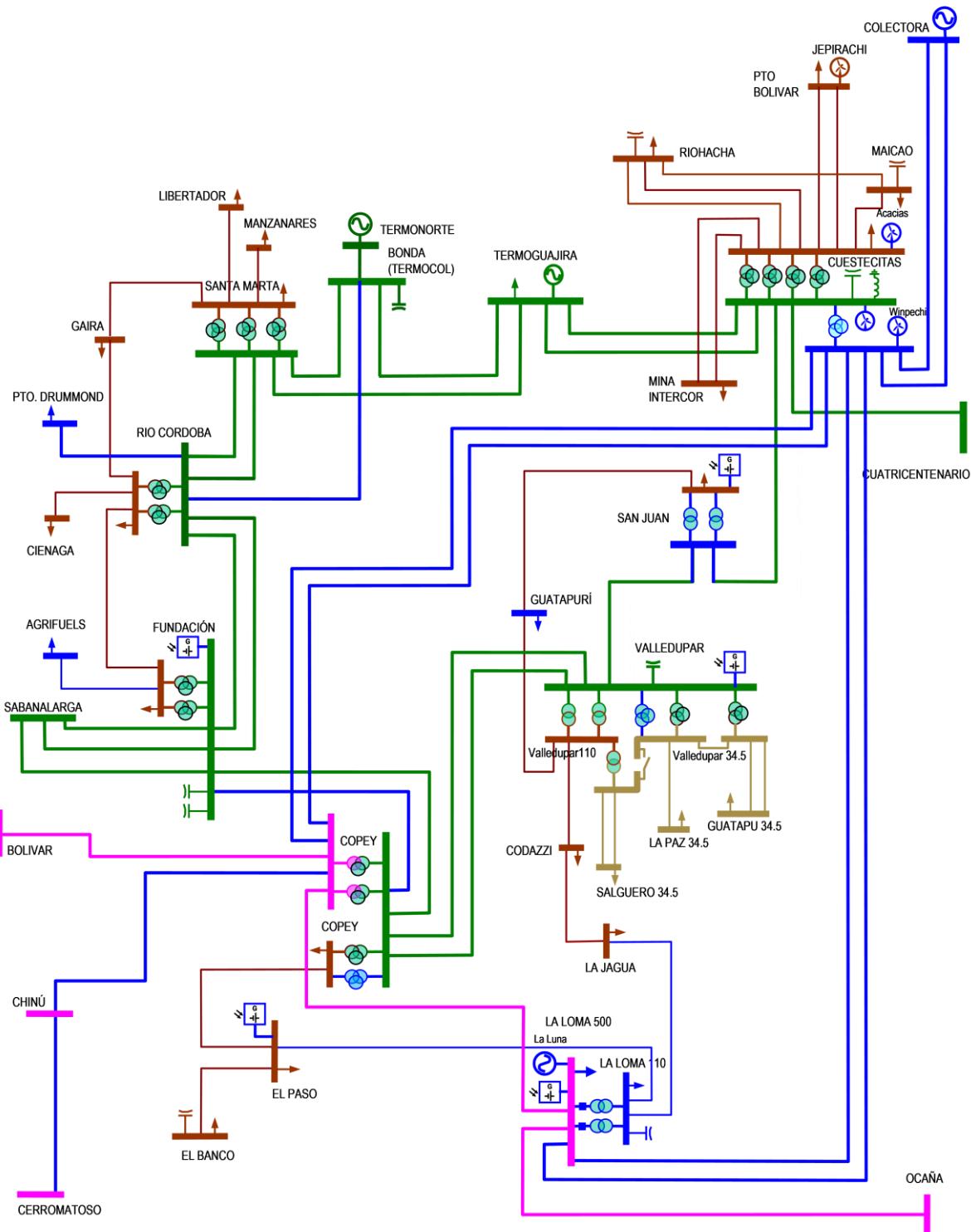


ÁREA CERROMATOSO

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

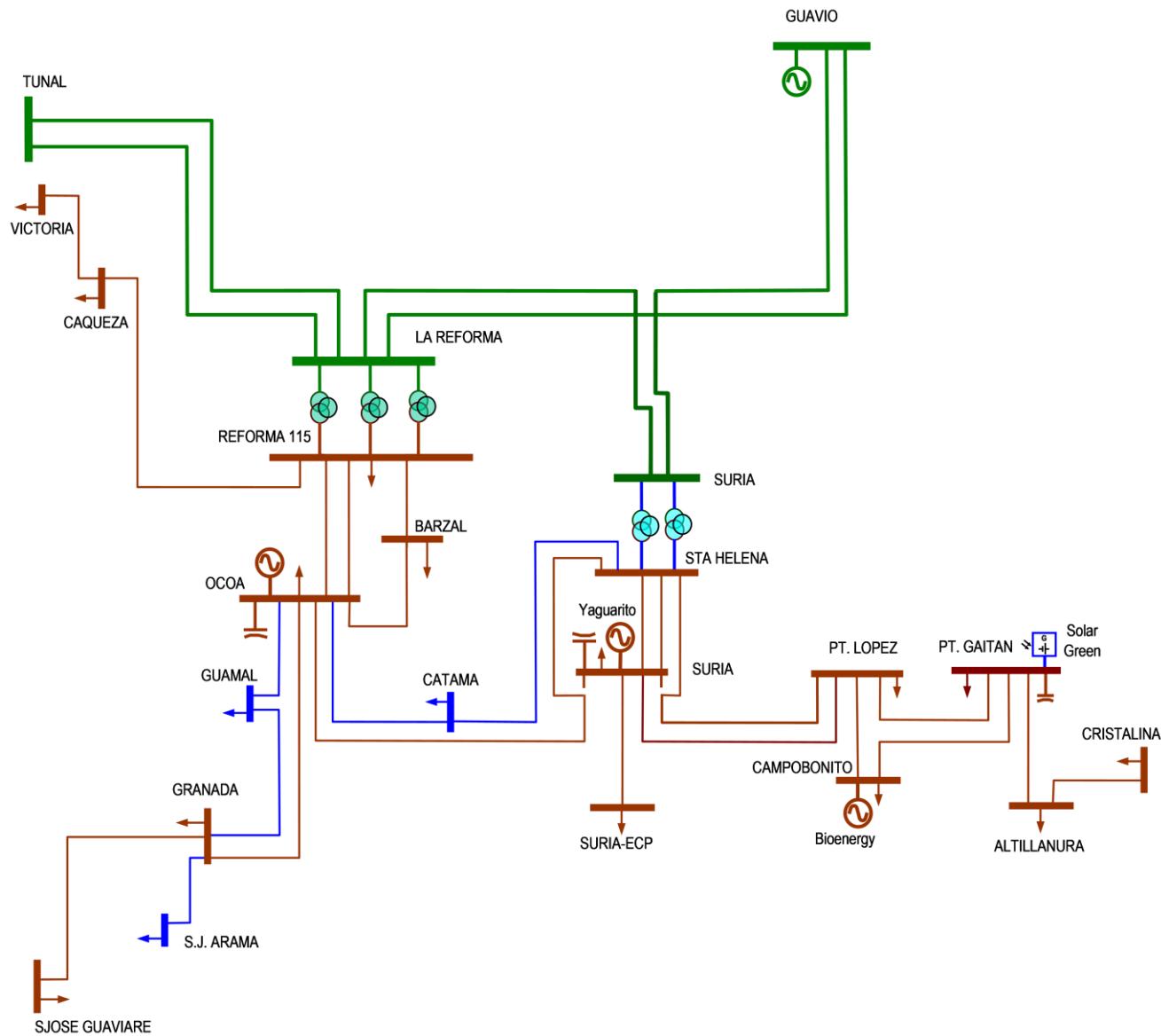


■ 500 kV ■ 220 kV ■ 110 kV ■ Propuesta UPME ■ Proyectos de Expansión



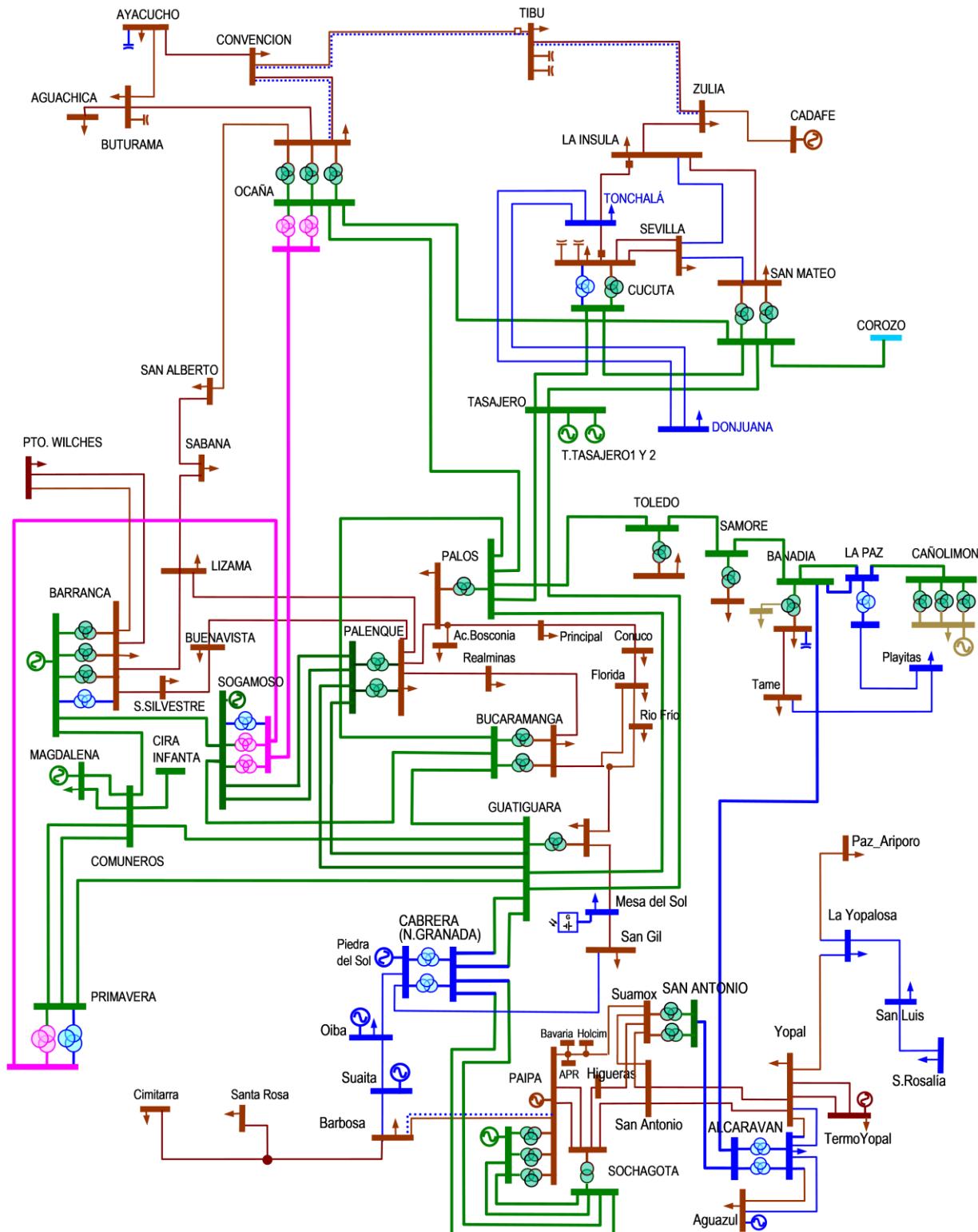
ÁREA GUAJIRA – CESAR - MAGDALENA

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



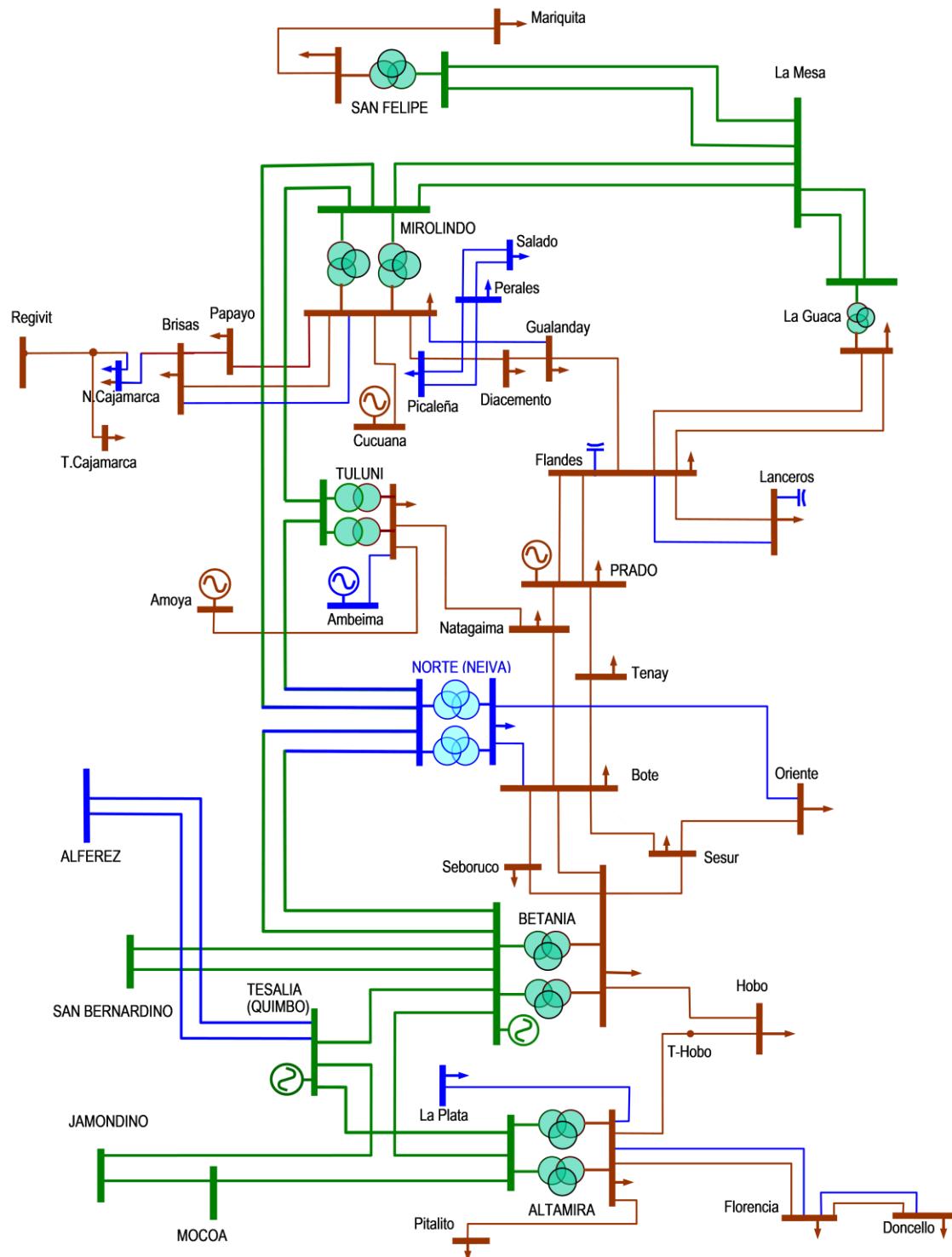
ÁREA META - GUAVIARE

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



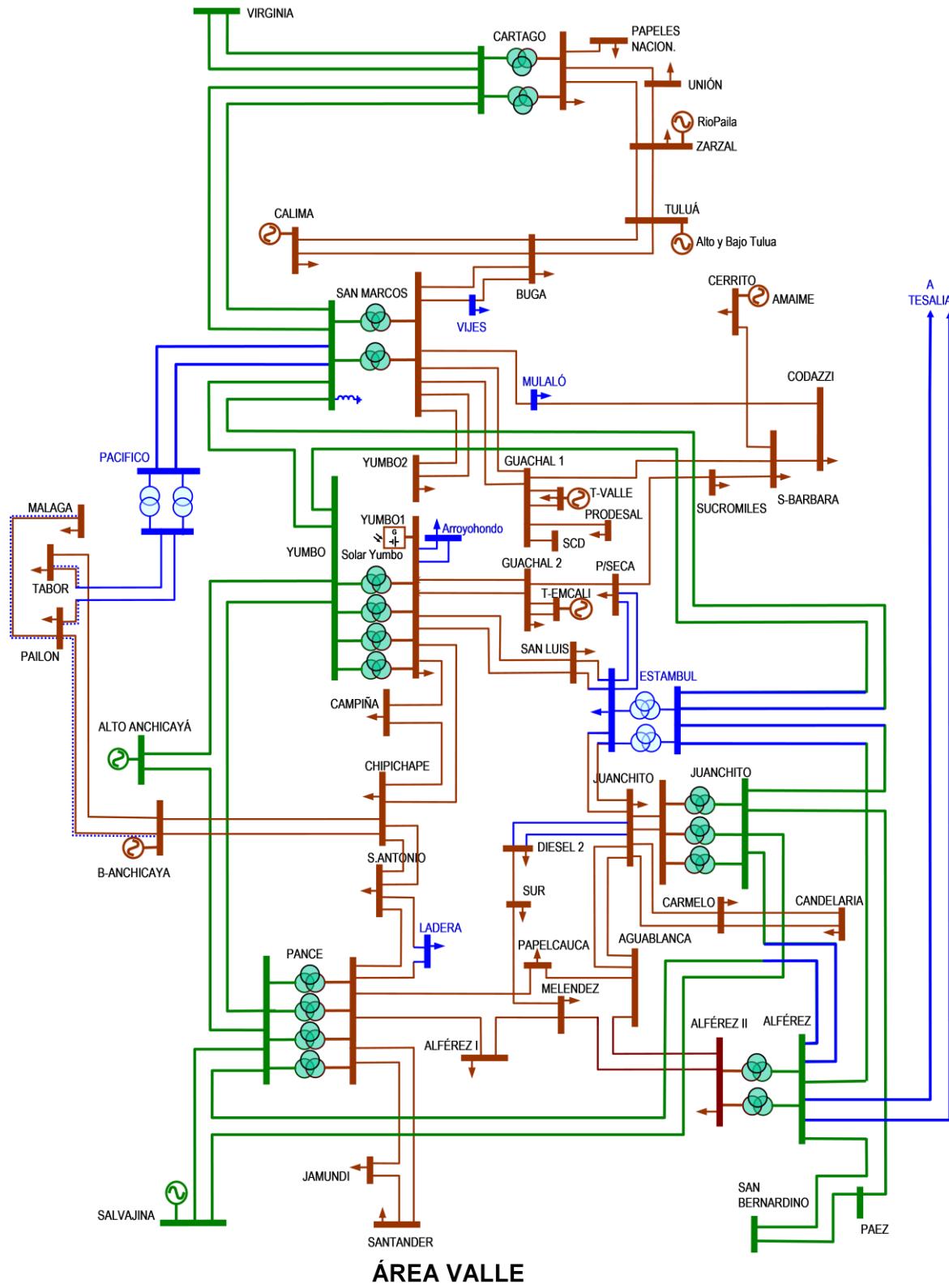
ÁREA NORDESTE

■ 500 kV ■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



ÁREA TOLIMA – HUILA - CAQUETÁ

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión



■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyectos de Expansión

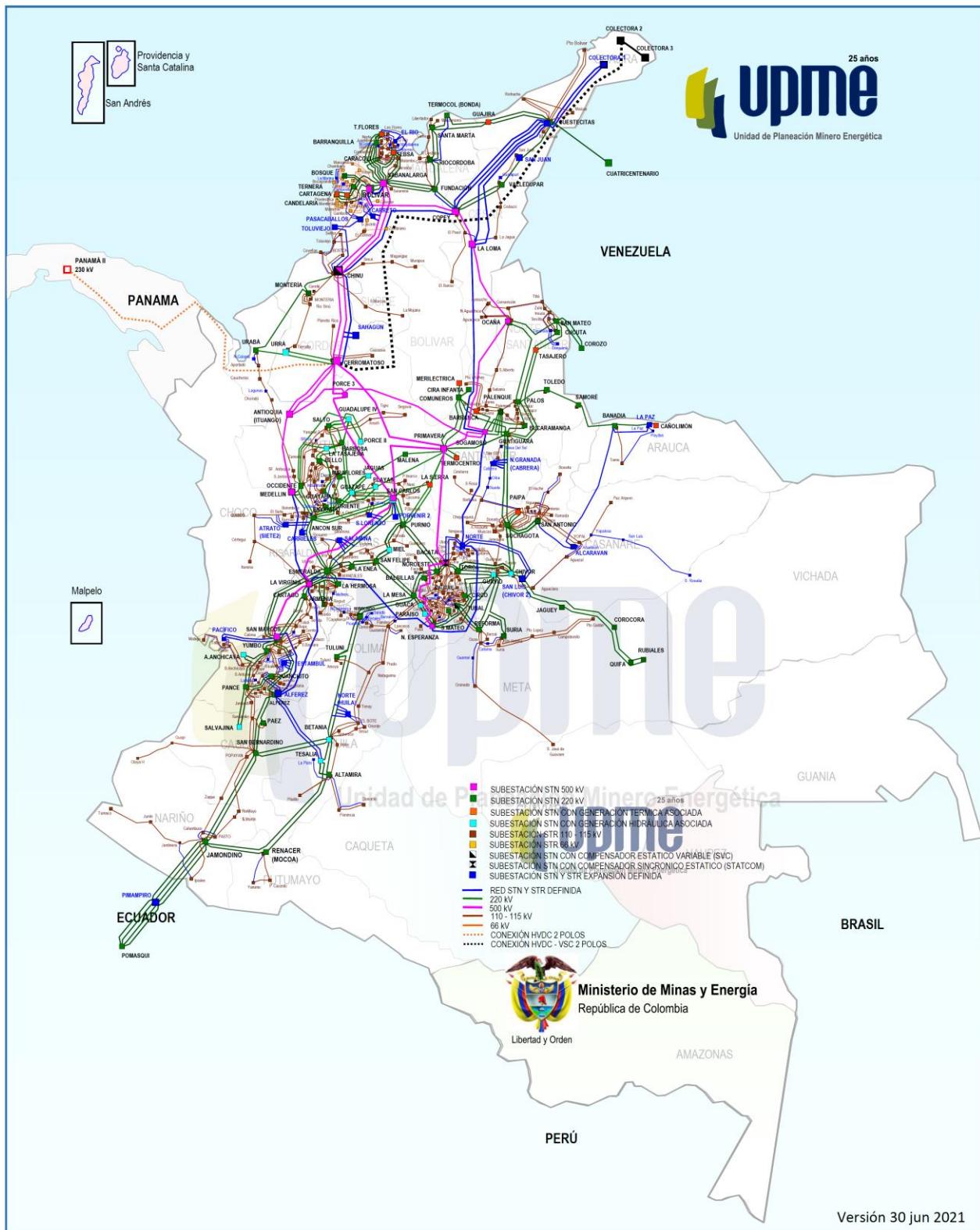
6. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL ACTUAL 2021



7. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 2034

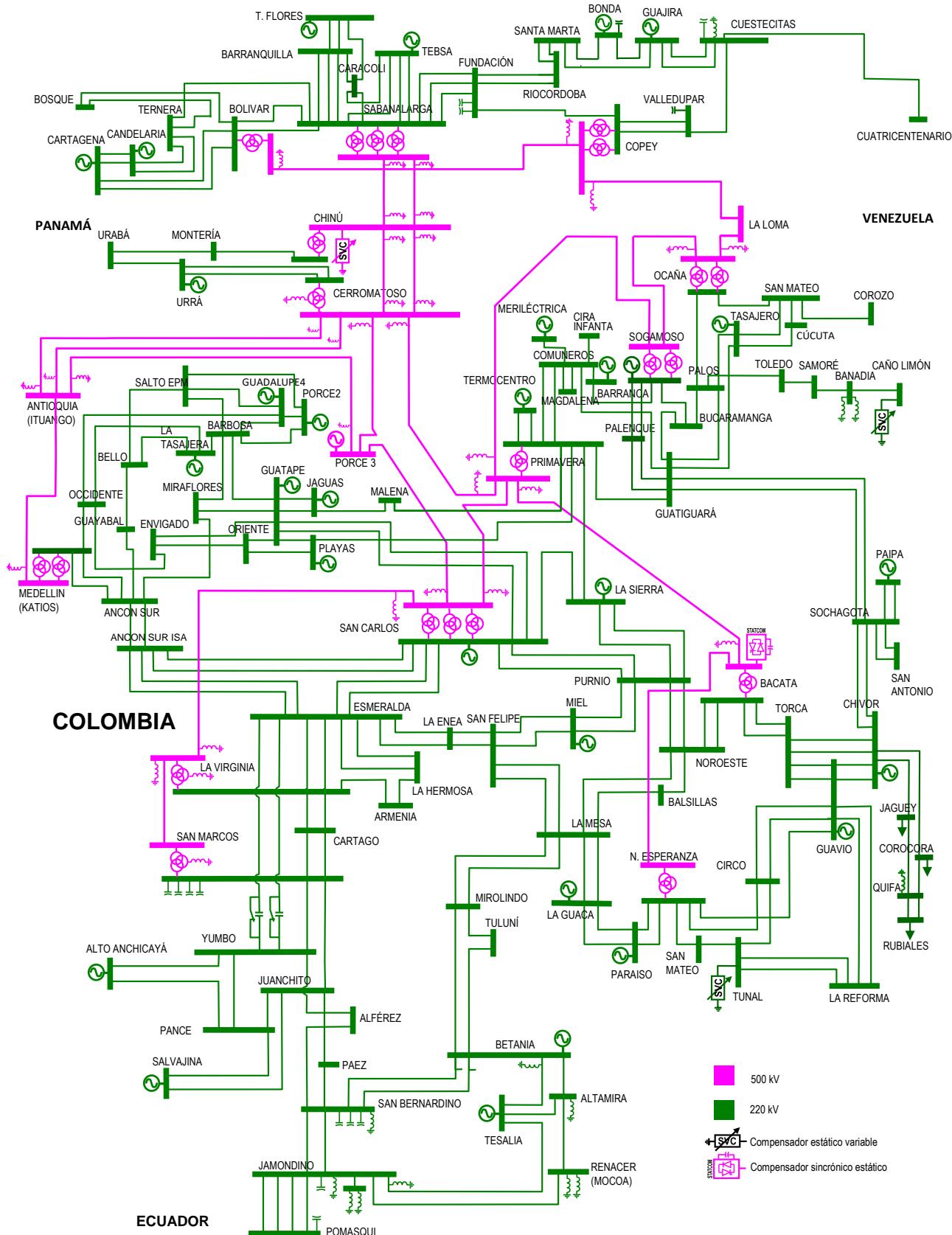


8. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONALES CON EXPANSIÓN

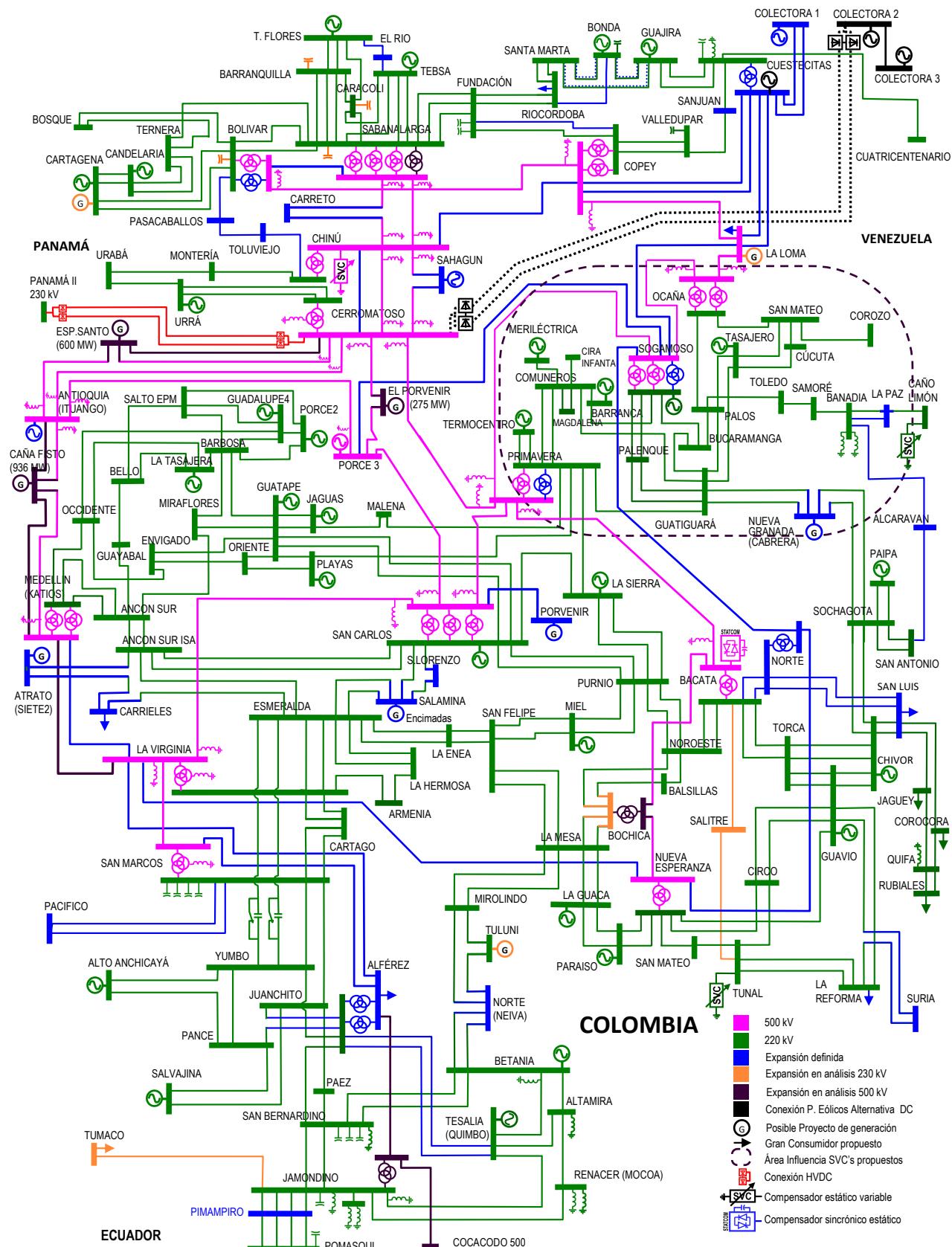


Versión 30 jun 2021

9. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



10. DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISIÓN VISIÓN 2035



11. PROYECTOS APROBADOS A LOS ORs

OR	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN	AÑO DE ENTRADA
CARIBEMAR AFINIA	SUBESTACIÓN CAMPESTRE	NUENA SUBESTACIÓN CAMPESTRE 66/13.8 KV -2X30 MVA MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - BOSQUE 66 KV EN TERNERA - CAMPESTRE - BOSQUE 66 KV.	2024
CARIBEMAR AFINIA	CARRETO	SUBESTACIÓN CARRETO 66 KV MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL CARMEN - GAMBOTE 66 KV EN CARRETO - GAMBOTE 66 KV, CARRETO - CALAMAR 66 KV Y CARRETO - SAN JACINTO 66 KV CON AUMENTO DE CAPACIDAD A 469 A Y CON CONEXIÓN AL STN A TRAVÉS DE DOS TRANSFORMADORES 500/66KV DE 150 MVA.	2024
		SEGUNDO CIRCUITO CARRETO - CALAMAR 66 KV	2024
		NUEVO CIRCUITO SAN JACINTO - ZAMBRANO 66 KV	2024
CARIBEMAR AFINIA	TURBACO	ACTUALIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TURBACO, QUEDANDO UN SOLO TRANSFORMADOR 110/13.8 KV.	2024
CARIBEMAR AFINIA	PASACABALLOS	DOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN 220/110 KV - 2 X 150 MVA EN SUBESTACIÓN PASACABALLOS, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA TERNERA - TOLUVIEJO 110 KV EN TERNERA - PASACABALLOS - TOLUVIEJO 110 KV. NUEVA LÍNEA PASACABALLOS - NUEVA COSPIQUE 110 KV	2024
CARIBEMAR AFINIA	COMPENSACIÓN MOMPOX	COMPENSACIÓN DE 16 MVAR EN LA SUBESTACIÓN MOMPOX 110 KV (2 PASOS DE 8 MVAR)	2022
CARIBESOL AIR-E	REPOTENCIACIÓN LÍNEAS SALIDA TEBSA	REPOTENCIACIÓN DE TRAMOS A LA SALIDA DE TEBSA CORRESPONDIENTES A LAS SIGUIENTES LÍNEAS: TEBSA - UNIÓN 110 KV, TEBSA - CORDIALIDAD 110 KV, TEBSA - VEINTE DE JULIO 110 KV, TEBSA - TVEINTE DE JULIO 110 KV Y TEBSA - EL RÍO 110 KV.	2019
CARIBEMAR AFINIA	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34.5 KV	NORMALIZACIÓN TRANSFORMADOR COPEY 220/110/34.5 KV	2020
CARIBEMAR AFINIA	TRANSFORMADOR PROVISIONAL EN LA LOMA 110 KV	CONVERSIÓN BAHÍA DE LÍNEA EN LA SUBESTACIÓN LA LOMA 110 KV PARA LA CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR PROVISIONAL 110/34,5 KV	2019
CARIBESOL AIR-E	NUEVA GALAPA	NUEVA S/E NUEVA GALAPA 110/13.8 KV 30 MVA. NUEVO CIRCUITO CARACOLÍ - NUEVA GALAPA 110 KV NUEVO CIRCUITO NUEVA GALAPA - JUAN MINA 110 KV	2024
CARIBESOL AIR-E	PALERMO	NUEVA SUBESTACIÓN PALERMO 110 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA EL RÍO - TEBSA 110 KV	2024
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN PACÍFICO	NUEVA SUBESTACIÓN PACÍFICO 115 KV	2025
		DOS TRANSFORMADORES 230/115 KV - 150 MVA	2025
		DOBLE CIRCUITO PACÍFICO - SAN MARCOS 230 KV DE 74 KM	2025
		RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO TABOR - PAILÓN EN TABOR - PACÍFICO - PAILÓN 115 KV	2025
		AUMENTO DE CAPACIDAD DE LOS CIRCUITOS BAJO ANCHICAYÁ - PAILÓN 1 115 KV, PAILÓN - BAHÍA MÁLAGA 1 115 KV Y TABOR - PAILÓN 1 115 KV A 540 A, 400 A Y 540 A, RESPECTIVAMENTE.	2025
CELSIA COLOMBIA	VIJES	RECONFIGURACIÓN CIRCUITO BUGA-SAN MARCOS 2 115 KV EN BUGA-VIJES-SAN MARCOS 115 KV	2022
		TRANSFORMACIÓN SUBESTACIÓN VIJES 115/34,5 KV - 25 MVA	2022
CELSIA COLOMBIA	PICALEÑA 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PICALEÑA 115 KV MEDIANTE LA APERTURA DEL CIRCUITO MIROLINDO - DIAMANTE 115 KV Y CONFIGURANDO LOS CIRCUITOS MIROLINDO - PICALEÑA 115 KV Y PICALEÑA - DIAMANTE 115 KV.	2023
CELSIA COLOMBIA	PERALES 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN PERALES 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN PICALEÑA 115 KV.	2023

CELSIA COLOMBIA	SALADO 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN SALADO 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SBESTACIÓN PERALES 115 KV.	2023
CELSIA COLOMBIA	SEGUNDO CIRCUITO MIROLINDO - BRISAS 115 KV	SEGUNDO CIRCUITO MIROLINDO - BRISAS 115 KV	2023
CENS	DON JUANA 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN DON JUANA 115 KV CON CONEXIÓN MEDIANTE DOBLE CIRCUITO A LA SUBESTACIÓN EL CARMEN 115 KV.	2024
CENS	TONCHALÁ 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN TONCHALÁ 115 KV MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA BELÉN - LA ÍNSULA 115 KV	2024
CENS	RECONFIGURACIÓN S/E SEVILLA	RECONFIGURACIÓN DE LAS LINEAS QUE ALIMENTAN LA S/E SEVILLA QUEDANDO ALIMENTADA POR LOS CIRCUITOS SAN MATEO - SEVILLA 115 KV Y SEVILLA - INSULA 115 KV.	2024
CHEC	MOLINOS 115 KV	SUBESTACIÓN MOLINOS 115 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA HERMOSA - REGIVIT 115 KV EN HERMOSA - MOLINOS 115 KV Y MOLINOS - REGIVIT 115 KV.	2025
EBSA	NORMALIZACION DE USUARIOS INDUSTRIALES	NORMALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES BAVARIA 115 KV, HOLCIM 115 KV Y SIDENA 115 KV.	2021
ELECTROCAQUETÁ	NORMALIZACIÓN FLORENCIA 115 KV	NORMALIZACIÓN SUBESTACIÓN FLORENCIA 115 KV	2019
EMCALI	MULALÓ 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN MULALÓ 115 KV. CON TRANSFORMACIÓN 115/34,5 KV – 46,55 MVA, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO SAN MARCOS - CODAZZI 115 KV EN SAN MARCOS - MULALÓ - CODAZZI 115 KV.	2023
ENEL-CODENSA	SUBESTACIÓN PORTUGAL	NUEVA SUBESTACIÓN PORTUGAL, MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO NOROESTE - TIBABUYES 115 EN NOROESTE - PORTUGAL 115 KV Y PORTUGAL - TIBABUYES 115 KV.	2020
ENEL-CODENSA	EL RÍO	NUEVA SUBESTACIÓN EL RÍO MEDIANTE LA RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA NUEVA ESPERANZA - TECHO 115 KV EN NUEVA ESPERANZA - EL RÍO - TECHO 115 NUEVO CIRCUITO TECHO - VERAGUAS 115 KV.	2022 2024
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN MOSQUERA	AMPLIACIÓN DE BARRAJE DE 115 KV Y NUEVO TRANSFORMADOR 115/11.4 KV DE 40 MVA.	2020
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN NOROESTE	INSTALACIÓN DE NUEVOS TRANSFORMADORES 115/11.4 KV DE 40 MVA Y 115/34.5 KV DE 30 MVA.	2020
ENEL-CODENSA	AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAUCES	AMPLIACIÓN DE BARRAJE DE 115 KV Y NUEVO TRANSFORMADOR 115/34.5 KV DE 40 MVA	2020
ENEL-CODENSA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11.4 KV 450 MVA	SEGUNDO TRANSFORMADOR NUEVA ESPERANZA 500/115/11.4 KV 450 MVA (3 BANCOS MONOFÁSICOS DE 150 MVA C/U)	2023
ENEL-CODENSA	NUEVA ESPERANZA - INDUMIL 115 KV	NUEVO CIRCUITO NUEVA ESPERANZA - INDUMIL 115 KV	2023
EPM	EXPANSIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ	FACTS SOBRE LÍNEA ANCÓN SUR - ENVIGADO 110 KV	2020
		FACTS SOBRE LÍNEA ENVIGADO - GUAYABAL 110 KV	2020
		FATCS SOBRE LÍNEA GUAYABAL - RODEO 110 KV	2020
		RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA GUAYABAL - ANCÓN SUR 110 KV EN GUAYABAL - RODEO 110 KV Y RODEO - ANCON SUR 110 KV.	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN CALDAS 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA AMAGÁ - ANCÓN SUR 110 KV.	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN AYURÁ 110 KV	2023
		NUEVA LÍNEA MIRAFLORES - AYURÁ 110 KV	2023
		NUEVA LÍNEA AYURÁ - ANCÓN SUR 110 KV	2023
		NUEVA SUBESTACIÓN INDUSTRIALES 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA SAN DIEGO - GUAYABAL 110 KV	2025

EPM	NUEVA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	NUEVA SUBESTACIÓN SANTA ROSA 110/44/13,2 KV, MEDIANTE LA APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - RIOGRANDE 110 KV.	2021
EPM	NORMALIZACIÓN T SAN JERÓNIMO	NORMALIZACION T SAN JERÓNIMO 110 KV	2022
EPM	LAGUNAS 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN LAGUNAS 110 KV MEDIANTE APERTURA DE LA LÍNEA CHORODÓ - CAUCHERAS 110 KV Y TRANSFORMACIÓN 110/44 KV DE 60 MVA.	2025
EPM	CARRIELES 110 KV	NUEVA SUBESTACIÓN CARRIELES 110 KV NUEVO CIRCUITO CARRIELES - AMAGÁ 110 KV NUEVO CIRCUITO CARRIELES - HISPANIA 115 KV TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN 220/110 - 2 X 180 MVA	2025
EPM	GUÁRCAMA 110 KV	SUBESTACIÓN GUÁRCAMA 110 KV Y APERTURA DE LA LÍNEA YARUMAL II - NUEVA SANTA ROSA 110 KV PARA CONFORMAR EL CORREDOR DE LÍNEA YARUMAL II - GUÁRCAMA - NUEVA SANTA ROSA 110 KV	2024
		TRANSFORMADORES GUÁRCAMA 110/44 KV Y 44/13.2 KV.	2026
		LÍNEA GUÁRCAMA - ANTIOQUIA 110 KV	2026
ESSA	MESA DEL SOL 115 KV	NUEVA SUBESTACIÓN MESA DEL SOL 115 KV MEDIANTE APERTURA DEL CIRCUITO SAN GIL - PIEDECUESTA 115 KV Y TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV 2 X 20 MVA.	2022

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

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

OR	PROYECTO	TENSIÓN (KV)	INTERÉS	INTER-VENTOR	CRONO-GRAMA	GARAN-TÍA	REQUIERE GARANTÍA?	FPO
CELSIA COLOMBIA	SUBESTACIÓN NUEVA VIJES	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
CELSIA COLOMBIA	CIRCUITO MIROLINDO - GUALANDAY	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS					2022
CELSIA COLOMBIA	SEGUNDO CIRCUITO FLANDES - LANCEROS	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS					2022
CODENSA	NUEVA SUBESTACIÓN SAN JOSE 115/11.4 KV – 2X40 MVA. CONVERSIÓN DE LAS LÍNEAS CONCORDIA – SAN JOSÉ 57.5 KV Y VERAGUAS – SAN JOSÉ 57.5 KV A 115 KV. REPOTENCIACIÓN DEL CIRCUITO GORGONZOLA – TVERAGUAS 57.5 KV	115	SI	NO	NO	NA	NO	2021
CHEC	CONEXIÓN SALAMINA STN/STR - UN TRANSFORMADOR 230/115/13.8 DE 150MVA. REPOTENCIACIÓN LÍNEAS IRA - SALAMINA 115 KV Y ESMERALDA - IRA 115 KV.	115					SI	2023
EBSA	NUEVA SUBESTACIÓN JENESANO Y CIRCUITOS MUISCAS - JENESANO 115 KV Y JENESANO - GUATEQUE 115 KV	115	SI	SI	SI	NA	NO	2020
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN FLANDES CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SUBESTACIÓN LANCEROS CON SU BAHÍA DE CONEXIÓN	115					NO	2020
ENERTOLIMA	CONFIALIDAD SUBESTACIÓN NUEVA CAJAMARCA	115					NO	2023

EPM	CONEXIÓN STN/STR SAN LORENZO Y OBRAS ASOCIADAS	230/115					SI	2020
EPM	CONFIDABILIDAD URABÁ - SEGUNDO TRANSFORMADOR 230/110/44 KV DE 150/150/60 MVA EN LA S/E URABÁ	230/110	SI	SI	SI	SI	SI	2020
EPM	CONFIDABILIDAD URABÁ - SUBESTACIÓN NUEVA COLONIA A 110 KV. CIRCUITO SENCILLO NUEVA COLONIA – URABÁ 110 KV	110	SI	SI	SI	SI	SI	2022
EPM	CONFIDABILIDAD URABÁ - CIRCUITOS SENCILLO NUEVA COLONIA - APARTADÓ 110 KV	110	SI	SI	SI	NA	NO	2022
EPM	NORMALIZACIÓN DE LA "T" DE SAN JERÓNIMO	110	SI	SI	SI	NA	NO	2022
EPM	LÍNEA CALIZAS - SAN LORENZO II	110	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ESSA	SUBESTACIÓN OIBA	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ESSA	SUBESTACIÓN SUAITA	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ESSA	NUEVO CIRCUITO, OIBA -SANGIL 115 KV - PRIMERA FASE	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ESSA	RECONFIGURACIÓN DE LÍNEA OIBA-BARBOSA, EN OIBA-SUAITA Y SUAITA-BARBOSA.	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ESSA	MESA DEL SOL	115	SI	SI	SI	NO	NO	2021
EMSA	SUBESTACIÓN CATAMA 115 KV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV	115	SI	SI	SI	N/A	NO	2020
EMSA	NUEVO CIRCUITO OCOA – CATAMA 115 KV	115	SI	SI	SI	N/A	NO	2020
EMSA	NUEVO CIRCUITO CATAMA – SANTA HELENA 115 KV	115	SI	SI	SI	SI	SI	2020
EMSA	SUBESTACIÓN GUAMAL 115 KV CON TRANSFORMACIÓN 115/34.5 KV, NUEVO CIRCUITO OCOA – GUAMAL 115 KV, NUEVO CIRCUITO GUAMAL – GRANADA 115 KV	115	SI			NA	NO	2021
ENELAR	NUEVA SUBESTACIÓN TAME 115 KV	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ENELAR	NUEVA SUBESTACIÓN PLAYITAS	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ENELAR	NUEVA LÍNEA LA PAZ – PLAYITAS 43,05KM	115	SI	SI	SI	NA	NO	2021
ENERCA	NUEVA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 KV. RECONFIGURA YOPAL – AGUAZUL 115 KV EN YOPAL – ALCARAVÁN – AGUAZUL 115 KV.	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.				SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUAZUL - ALCARAVÁN	115					NO	2021
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO AGUAZUL – ALCARAVÁN 2	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.				SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN YOPAL – ALCARAVÁN 1	115					NO	2021
ENERCA	SEGUNDO CIRCUITO YOPAL – ALCARAVÁN	115	ENERCA INDICA NO TENER CAPACIDAD FINANCIERA PARA EJECUTAR EL PROYECTO.				SI	2021
ENERCA	REPOTENCIACIÓN AGUACLARA – AGUAZUL	115					NO	2021
DISPAC	SUBESTACIÓN NUEVO SIETE, RECONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA EL SIETE - MANIOBRA EN EL SIETE - NUEVO SIETE Y NUEVO SIETE – MANIOBRA	110	DISPAC DESISTE DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.				SI	2020
DISPAC	NUEVA LÍNEA EL SIETE - QUIBDÓ 110 KV	110					SI	2020
EMCALI	NUEVA SUBESTACIÓN ARROYOHONDO Y DOS CIRCUITOS	110					SI	2020
ENERPUTUMAYO	SEGUNDO TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN MOCOA 220/115 KV - 50 MVA	220/115	SUSPENDIDO POR CATÁSTROFE NATURAL				SI	2016
EEBP	NUEVO CIRCUITO MOCOA – YARUMO 115KV	115	EL OPERADOR INDICA QUE LOS COSTOS DEL PROYECTO SON MAYORES A LOS COSTOS MEDIOS				SI	2021