

Tercer Informe de
Planeamiento Operativo
Eléctrico de Mediano Plazo

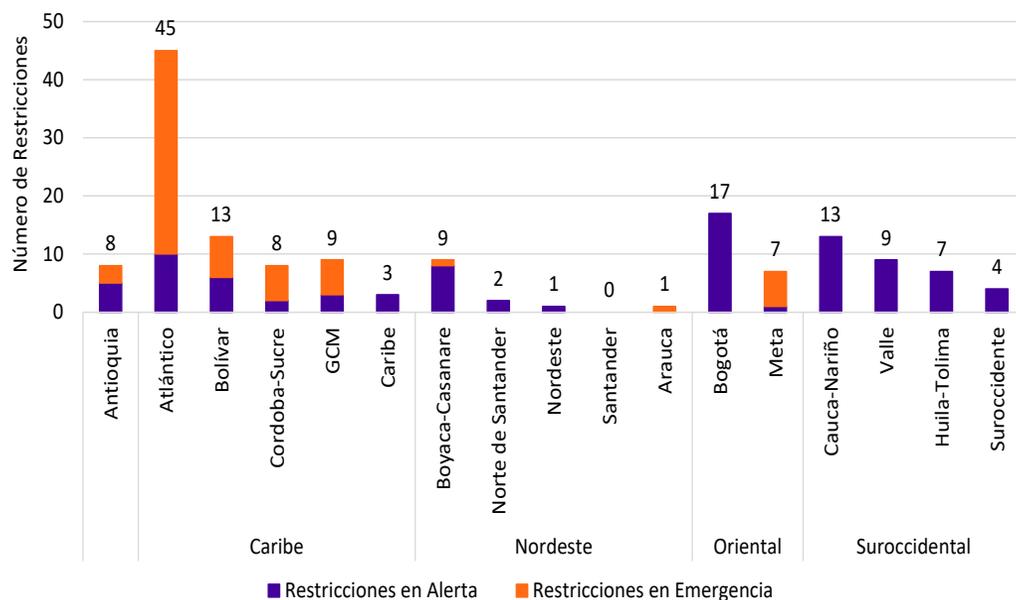
Vigencia a partir del 1 de noviembre de 2022



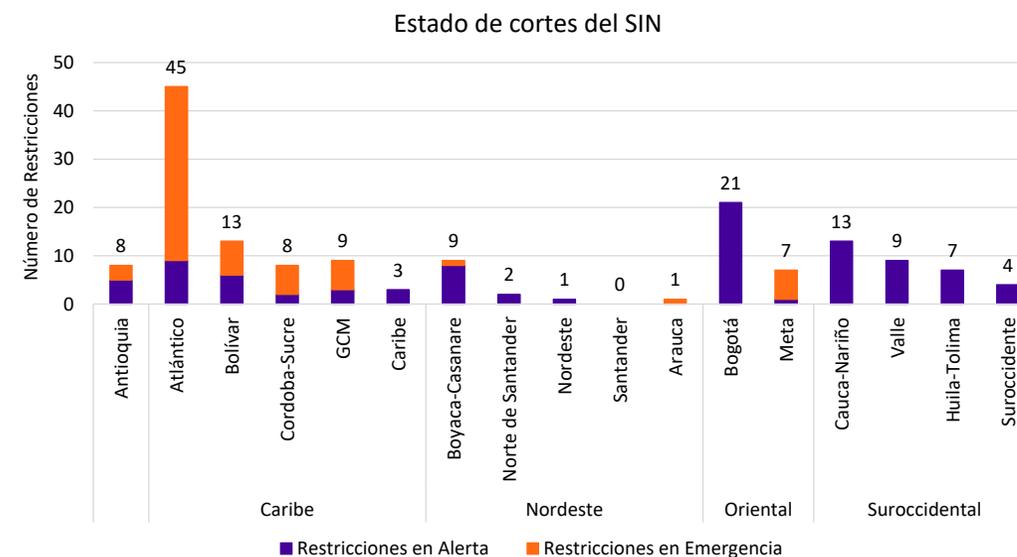
Estado de las restricciones



Estado de las restricciones IPOEMP II 2022



Estado de las restricciones IPOEMP III 2022



156 Cortes en alerta: 91
Cortes en emergencia: 65

Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

160 Cortes en alerta: 94
Cortes en emergencia: 66

Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

Restricciones y consideraciones operativas En red completa



Área Caribe

- Abierta la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV para evitar sobrecarga Bolívar - Villa Estrella 66 kV en red completa y ante contingencia sencilla. El cierre podrá darse luego del aumento de capacidad nominal de Bolívar - Villa Estrella 66 kV (FPO: diciembre 2022)
- Abierta línea Gambote – TCalamar 66 kV en Gambote 66 kV para evitar sobrecarga en red completa de Ternera – Gambote 66 kV. El cierre podrá darse con Carreto 500/66 kV (FPO:2026)
- La capacidad de importación de GCM se limita por el control de restricciones ante contingencia sencilla, en especial: sobrecarga de un circuito El Copey – Valledupar 220 kV ante contingencia del otro, tensión en nodos del STR / circuitos de la red 500 kV. (en red completa aprox 580 MW)
- La subárea GCM mantiene la declaración de estado de emergencia realizada desde el mes de abril de 2022, dada la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida del voltaje por fallas (FIDVR por sus siglas en inglés).
- Al interior del área, debido al agotamiento de red del STR, se han implementado 34 ESPS, para evitar programar DNA en red completa y que ante contingencia sencilla mitigar la afectación de demanda (Hay otros 7 ESPS inhabilitados). Con los proyectos a 2023 el total de los ESPS pasa de 34 a 30.
- Dado el agotamiento de la red del área, se presentan elementos con carga cerca a su capacidad nominal de corriente, y adicionalmente se observan nodos del STR con valores de tensión cercanos a 0.9 p.u en estado estacionario.

Equipos que presentan carga cercana a su capacidad nominal	El proyecto que elimina o mitiga la restricción	FPO
Transformadores de Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV.	Toluviejo 220/110 kV	30/06/2025
Circuito Chinú – Sincé 110 kV	Mompox 2x8 Mvar (Mitiga la restricción)	31/12/2022
Ternera – Gambote 66 kV	Carreto 500/66 kV	31/10/2026
Transformadores Valledupar 220/34.5/13.8 kV	Guatapurí 110 kV y Nueva San Juan 110 kV y ATR 220/110 kV	30/06/2023 y 30/06/2025

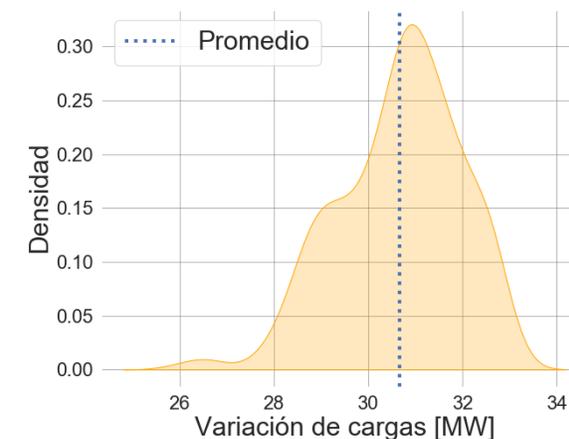
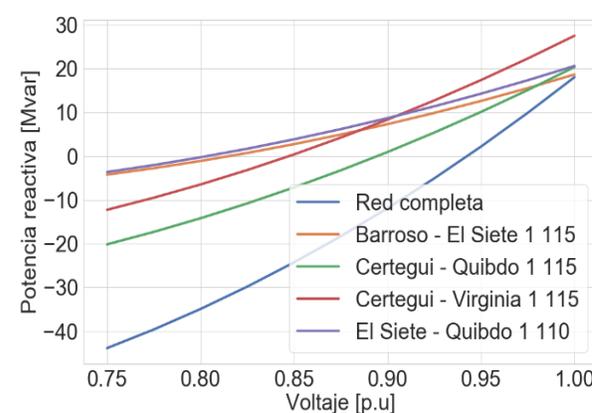
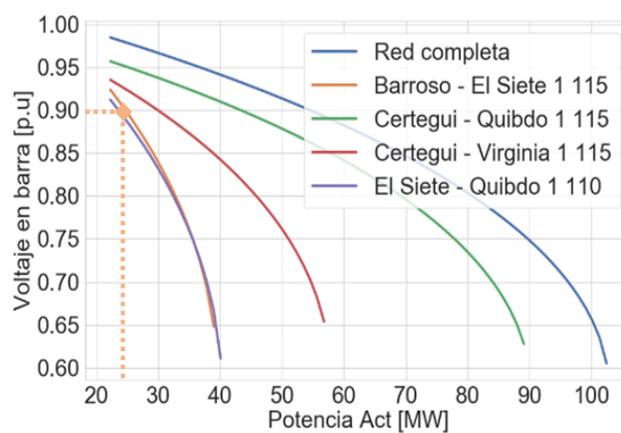
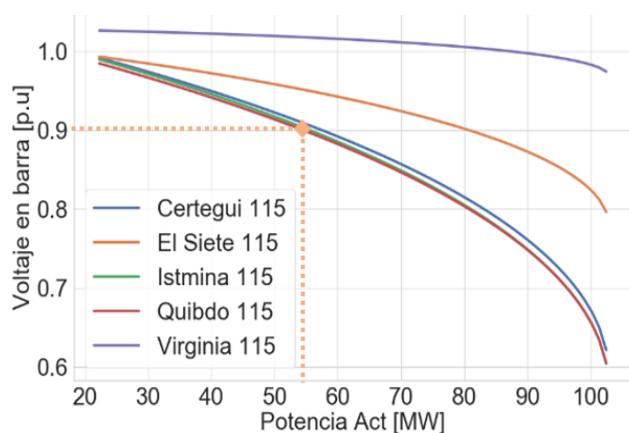
Subestaciones que presentan baja tensión en red completa [0.9 p.u]	El proyecto que elimina o mitiga la restricción	FPO
Subestaciones La Jagua, El Banco, El Paso a 110 kV	La Loma – La Jagua y La Loma – El Paso a 110	31/08/2023
Subestación Mompox 110 kV	Mompox 2x8 Mvar (Mitiga la restricción)	31/12/2022
Gambote, Zambrano, San Jacinto y Calamar 66 kV	Carreto 500/66 kV y circuitos a 66 kV	31/10/2026

Restricciones y consideraciones operativas En red completa



Área Antioquia

- Abierta la línea Apartadó – Caucheras 110 kV en Caucheras 110 kV. Para evitar salida en cascada de elementos de red ante contingencia sencilla.
- Condición de baja tensión en nodos del STR de DISPAC en red completa y ante contingencia sencilla Bolombolo - Barroso 110 kV, Quibdó - El Siete 115 kV, Barroso - El Siete 115 kV, en relación a esta restricción no hay obra asignada durante el horizonte de este informe.



Área Suroccidente

- En el área se tienen 34 restricciones en condición de alerta y 0 en condición de emergencia
- Al interior del área se tienen implementados 2 ESPS asociados a sobrecarga ante contingencia sencilla en elementos del STR
- Debido al agotamiento de red y en capacidad de corto circuito se operan desacopladas Chipichape 115 kV, Termoyumbo 115 kV y Guachal 115 kV.

Restricciones y consideraciones operativas En red completa



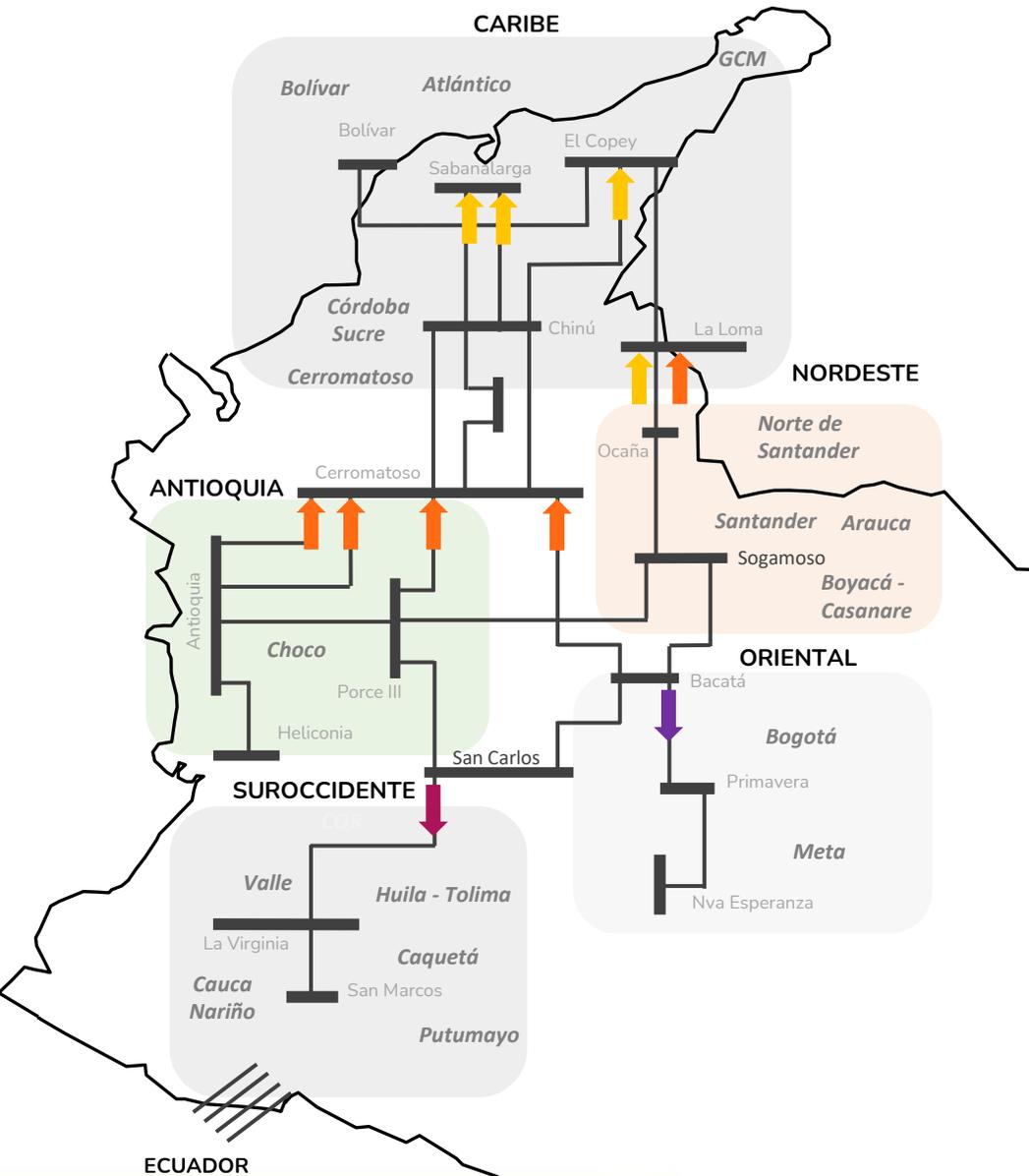
Área Oriental

- En el área Bogotá no hay restricciones en emergencia, se resalta la contingencia de uno de los circuitos Chivor - Guavio 230 kV, la cual debe gestionarse teniendo en cuenta el AGC de la planta Chivor, considerando el programa de generación más la holgura asignada.
- Se identifican 4 nuevas restricciones Noroeste-Tenjo 115 kV/Bacatá – El Sol, Nva-Esperanza-Bacatá / Bacatá 220/550 kV, Mesa-Balsillas 230 kV/La Guaca-Colegio 115 kV y La Guaca-Colegio 115 kV, debido al incremento en la demanda, evaluación de factores de distribución de agentes e incremento en CEN de generación en Huila Tolima, respectivamente.
- Las restricciones en la subárea Meta incrementan con la entrada de proyectos de generación y están principalmente determinadas por la capacidad de los circuitos Ocoa - Santa Helena 1 115 kV, Campobonito - Puerto Lopez 1 115 kV, Puerto Lopez - Suria 1 115 kV y Puerto Lopez - Suria 2 115 kV. Por lo anterior, **la gestión en el aumento de estas capacidades dentro de la viabilidad técnica, es determinante para la flexibilidad de la subárea.**
- Abierta la línea Guateque – Sesquilé 115 kV en el extremo de Guateque. (detalle más adelante)

Área Nordeste

- Las restricciones de Boyacá - Casanare son gestionadas principalmente con la generación en el nodo de TermoYopal 115 kV.
- En Norte de Santander se identifican dos restricciones asociadas a posibles altas tensiones y se gestionan con una adecuada operación de los condensadores de Tibú.
- En Arauca se presenta la restricción de los transformadores de Caño Limón 230/34.5 kV, la cual no puede gestionarse con balances de generación, la gestión de la potencia reactiva por los transformadores puede mitigar la restricción, sin embargo, para demandas en Caño Limón 34.5 kV superiores al rededor de 112 MW esta acción es insuficiente.
- Se tienen implementados 4 Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS), de estos hay uno por sobrecarga en elementos del STR que este asociado al RAG de Termoyopal y los otros tres son para mitigar posibles violaciones por baja tensión en nodos de la subárea Santander.
- Las unidades de generación de Sogamoso continúan con la limitación en aporte y absorción de potencia reactiva (Curva PQ).

Límites de importación de potencia por área - Condición Actual de Operación



Sistema eléctrico colombiano (red 500 kV)

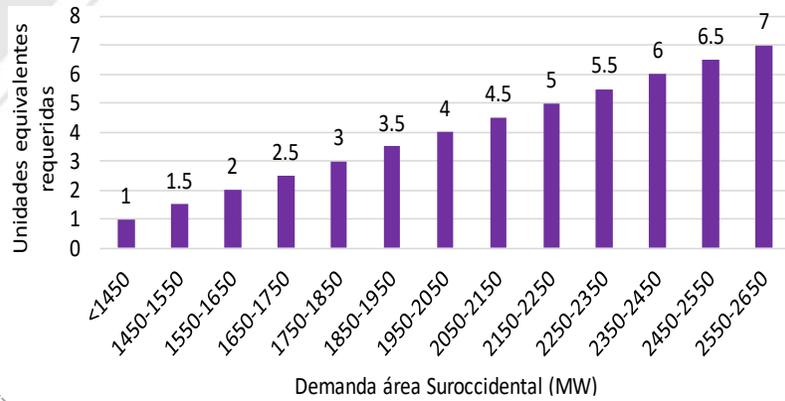
- A septiembre de 2022 la red 500 kV del SIN esta compuesta por 18 subestaciones y 25 circuitos a 500 kV, para un total de 3588 km.
- La magnitud de potencia a través de estos circuitos, su aporte o consumo de potencia reactiva son determinantes en la magnitud de tensión en los nodos del SIN de estado estacionario, en la gestión y control de potencia reactiva

Área	Límite [MW]	Potencia a través de	Limitada por (N-1)
Caribe	2000	<ul style="list-style-type: none"> • Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV • Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV • Porce 3 – Cerromatoso 500 kV • Primavera – Cerromatoso 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • La Loma - El Copey 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV <p>Cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos del área ante contingencia sencilla.</p>
Caribe 2	1300 - 1400	<ul style="list-style-type: none"> • Chinú – Sabanalarga 1 500 kV • Chinú – Sabanalarga 2 500 kV • Chinú – El Copey 500 kV • Ocaña – La Loma 500 kV 	<p>Los más restrictivos, son los nodos del STR en configuración radial.</p>
Oriental	900	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima transferencia segura por Primavera – Bacatá 500 kV 	<p>Restricción por sobrecarga de Purnio – Noroeste 1 y 2 230 kV + Agotamiento reserva de Mvar ante contingencia de Primavera – Bacatá 500 kV</p>
Suroccidente	500	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima transferencia segura por San Carlos – Virginia 500 kV 	<p>Restricción por sobrecarga del ATR San Marcos 500/230 kV ante contingencia del transformador Virginia 500/230 kV y viceversa</p>
Antioquia	Sin límite	<ul style="list-style-type: none"> • A diciembre de 2023 no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia de las áreas Antioquia y Nordeste 	
Nordeste	Sin límite		

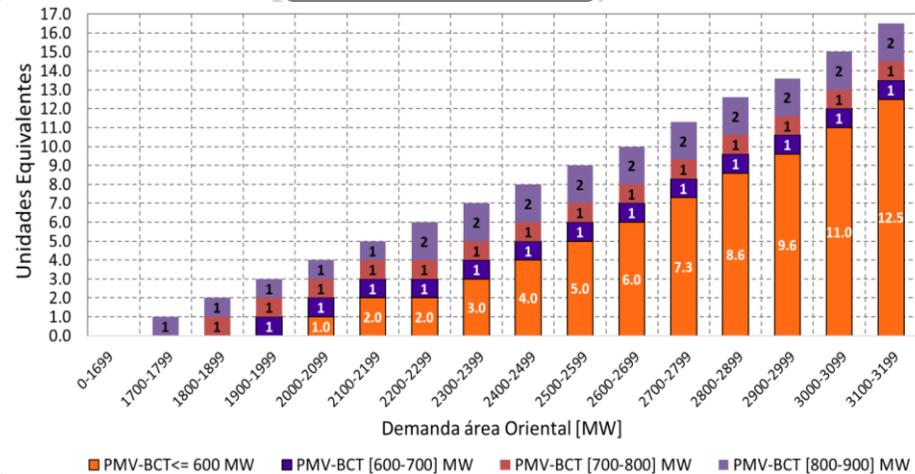
Valores calculados a partir de red completa, sujetos a cambios ante modificación del escenario de operación

Requerimiento de unidades para soporte de tensión

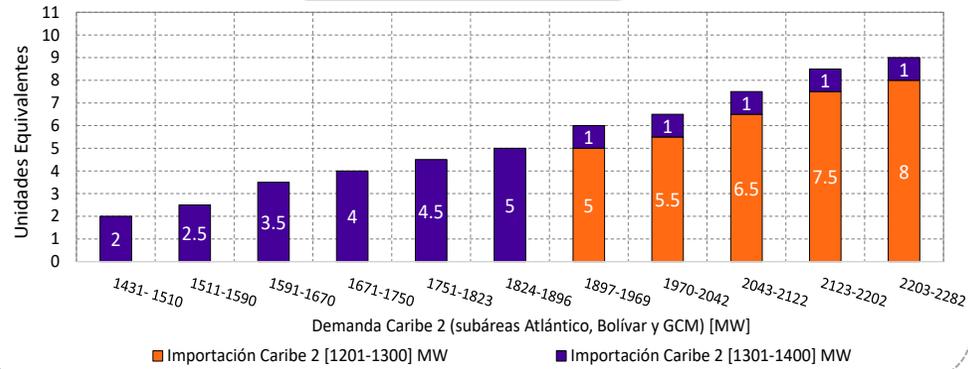
Suroccidental



Oriental

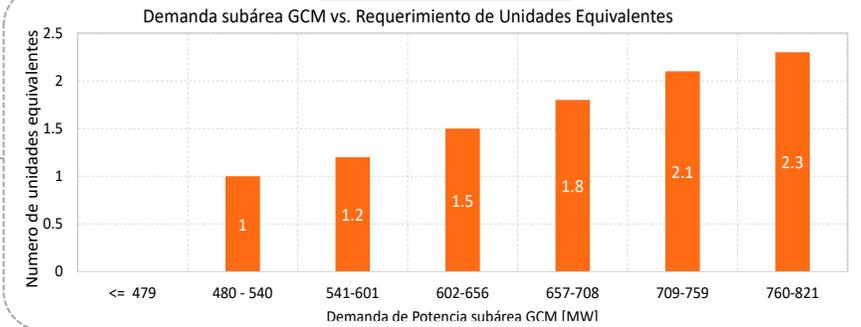


Caribe

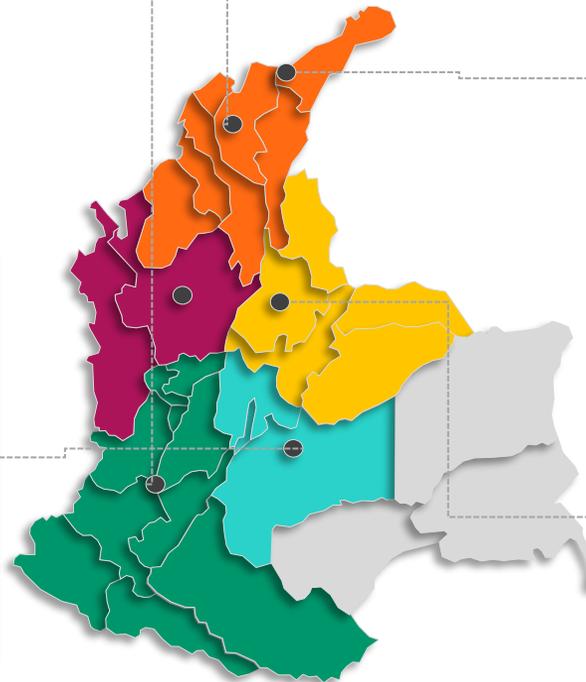
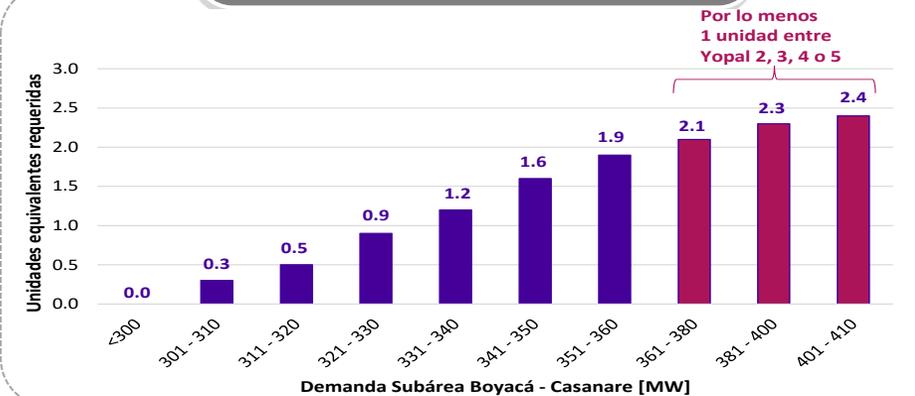


En el informe IPOEMP III 2022 se presentan rangos de tensión recomendados para nodos piloto de las áreas

GCM



Nordeste – Boyacá - Casanare



El requerimiento de unidades considera red completa, el cumplimiento de límites de importación de potencia y uso óptimo de recursos de potencia reactiva, con margen de Mvar en los elementos de respuesta dinámica. Por la naturaleza del cálculo son magnitudes indicativas sujetas a variación según el escenario de demanda – generación y topología.

Equivalencia de unidades



Equivalencia de peso unidades Caribe

Planta	Unidades por planta	Peso por unidad	Equivalentes por planta
Flores 4 Gen 3 y 4	Atlántico	2	1.1
Flores 4 Gen 2	Atlántico	1	0.6
Flores 1 Gas	Atlántico	1	0.6
Flores 1 Vapor	Atlántico	1	0.3
Tebsa Vapor	Atlántico	2	1
Tebsa Gas 220 kV	Atlántico	3	0.7
Tebsa Gas 110 kV	Atlántico	2	0.6
Barranquilla	Atlántico	2	0.3
Candelaria	Bolívar	2	1.1
Cartagena	Bolívar	3	0.3
Proeléctrica	Bolívar	2	0.25
Guajira	GCM	2	1.2
Termonorte	GCM	10	0.1
Total			16.6

Equivalencia de peso unidades GCM + Bolívar

Planta	Unidades por planta	Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta
Guajira	GCM	2	1
Termonorte*	GCM	10	0.1
Candelaria	Bolívar	2	0.3
Proeléctrica	Bolívar	2	0.1
Cartagena	Bolívar	3	0.2
Flores IV Gen 3 y 4	Atlántico	2	0.1
Total			4.6

Restricción crítica en tensión: cumplimiento criterios regulatorios de tensión en nodos del STR (en especial los de configuración radial), ante contingencia sencilla (La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV)

Equivalencia de peso unidades Antioquia

Planta/Unidad	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Peso por planta
Guatapé	8	0.8	6.4
Porce II	3	2	6
San Carlos	8	0.5	4
Tasajera	3	1	3
Guadalupe III	6	0.5	3
Guadalupe IV	3	0.6	1.8
Carlos Lleras	2	0.8	1.6
Playas	3	0.5	1.5
Centro	2	0.7	1.4
Jaguas	2	0.6	1.2
Porce III	4	0.3	1.2
San Miguel	2	0.4	0.8
Escuela de Minas	3	0.2	0.6
Sierra Gas	1	0.5	0.5
Troneras	2	0.2	0.4
Sierra Vapor	1	0.1	0.1
Total			33.5

Si bien no hay requerimiento de unidades, se calcula la equivalencia de peso de las mismas en caso de requerirse soporte reactivo en condición de red degradada, este calculo se realizó considerando como contingencia crítica en tensión el circuito Antioquia – Heliconia 500 kV

Equivalencia de unidades



Equivalencia de peso unidades Oriental

Planta / Unidad	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Peso por planta
Guavio	5	2	10
Chivor	8	1	8
Guaca	3	0.6	1.8
Paraíso	3	0.6	1.8
Darío Valencia	3	0.5	1.5
Zipa 4	1	1.4	1.4
Zipa 5	1	1.4	1.4
Zipa 3	1	1	1
La Miel	3	0.3	0.9
Zipa 2	1	0.6	0.6
Salto II	1	0.3	0.3
Total			28.7

Restricción crítica en tensión: cumplimiento criterios regulatorios de tensión en nodos del área, ante la contingencia sencilla del circuito Bacatá - Primavera 500 kV.

Equivalencia de peso unidades Nordeste

Planta / Unidad	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Peso por planta
Chivor	8	0.1	0.8
Paipa 1*	1	0*	0*
Paipa 2 y 3	2	0.3	0.6
Paipa 4	1	0.9	0.9
Tasajero 1 y 2	2	0.2	0.4
Yopal 2	1	1.2	1.2
Yopal 3, 4 y 5	3	1.5	4.5
Total			8.4

(*) Paipa 1 no tiene equivalencia de peso, debido a problemas con su regulación de tensión (AVR)

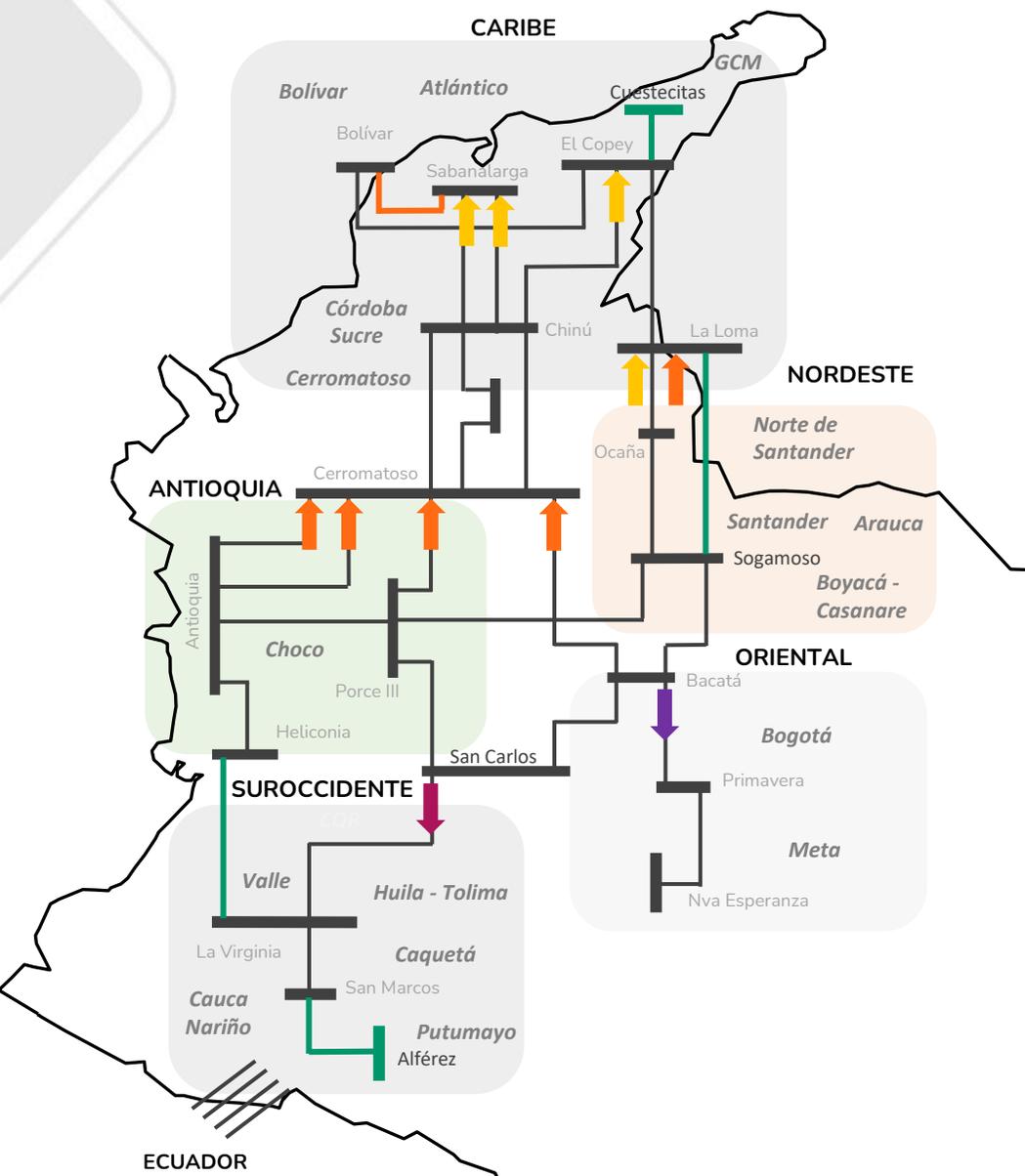
Restricción crítica en tensión: Control de tensión en Boyacá – Casanare ante la contingencia crítica Chivor - Agua Clara 115 kV.

Equivalencia de peso unidades Suroccidental

Planta	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Peso por planta
Alto Anchicayá	3	1	3.0
Amoyá	2	0.5	1.0
Bajo Anchicayá	4	0.1	0.4
Betania 1 y 2	2	1.5	3.0
Betania 3	1	2	2.0
Calima	4	0.2	0.8
Cucuana	2	0.1	0.2
Termodorada	1	0.1	0.1
La Miel	3	0.1	0.3
Quimbo	2	2.0	4.0
Salvajina	3	1	3.0
San Francisco	3	0.2	0.6
Termoemcali Gas	1	1.3	1.3
Termoemcali Vapor	1	1	1.0
Termovalle Gas	1	1.3	1.3
Termovalle Vapor	1	1.0	1.0
Prado	3	0.1	0.3
Total			23.3

Restricción crítica en tensión: cumplimiento criterios regulatorios de tensión en nodos del área, ante la contingencia sencilla del circuito San Carlos – La Virginia 500 kV

Proyectos en red 500 kV – IPOEMP III 2022



Proyectos de transmisión de potencia a 500 kV en Colombia

Sistema eléctrico colombiano (red 500 kV) a diciembre de 2023 el número de circuitos asciende de 25 a 30 circuitos, es decir, de 3588 km a 4260 km de red a 500 kV

	Proyecto	L km	FPO
	Sabalalarga – Bolívar 500 kV	64	12/12/2022
	San Marcos – Alférez 500 kV	35	30/04/2023
	Heliconia – La Virginia 500 kV	158	28/02/2023
	El Copey – Cuestecitas I 500 kV	215	31/08/2023
	La Loma – Sogamoso 500 kV	200	31/12/2023

Capacidad de generación Sistema eléctrico colombiano

Colombia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	11974 MW	1240 MW
 Eólico	18 MW	330 MW
 Térmico	5575 MW	387 MW
 Solar	232 MW	2575 MW
Total	17799 MW	4532 MW

Antioquia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	4765 MW	1200 MW
 Eólico		
 Térmico	625 MW	
 Solar		
Total	5390 MW	1200 MW

Suroccidental

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	2816 MW	
 Eólico		
 Térmico	521 MW	60 MW
 Solar	55 MW	612 MW
Total	3392 MW	672 MW

Caribe

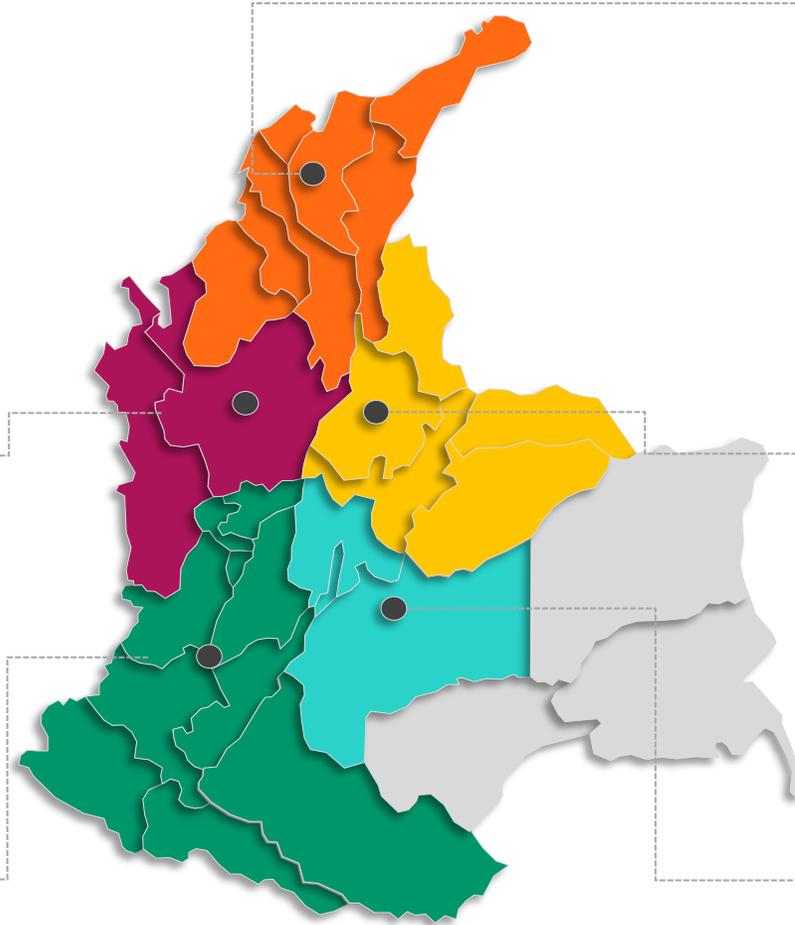
	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	338 MW	
 Eólico	18 MW	330 MW
 Térmico	3121 MW	283 MW
 Solar	70 MW	1365 MW
Total	3547 MW	1978 MW

Nordeste

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	1862 MW	40 MW
 Eólico		
 Térmico	1082 MW	
 Solar		340 MW
Total	2885 MW	380 MW

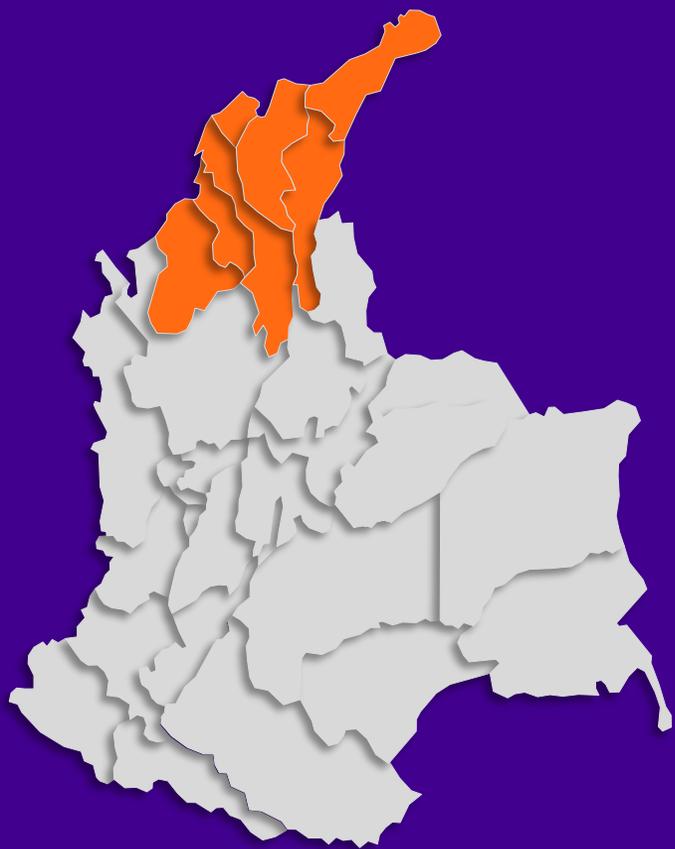
Oriental

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	2193 MW	
 Eólico		
 Térmico	226 MW	44 MW
 Solar	107 MW	257 MW
Total	2526 MW	301 MW



Capacidad generación al inicio del IPOEMP (2022)
Y al finalizar su horizonte (2023)

Área Caribe



Capacidad de importación de potencia del Área ante indisponibilidad en 500 kV



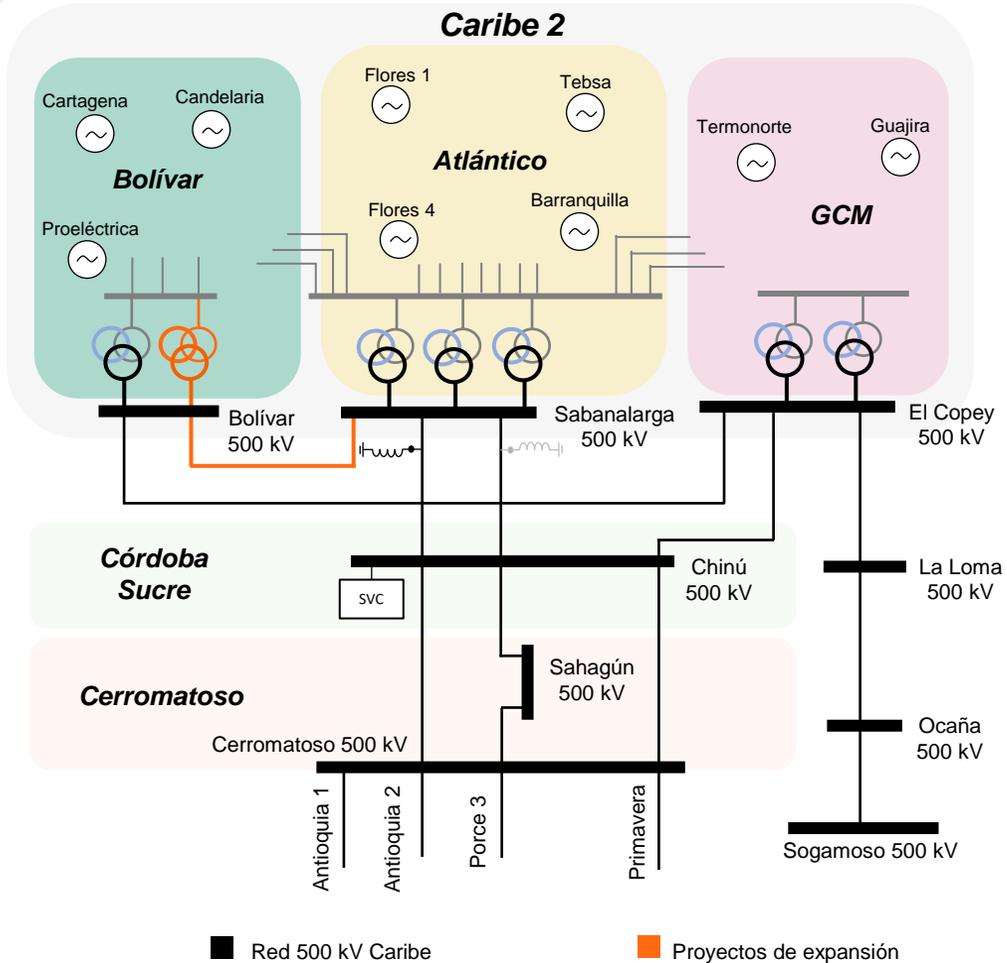
Condición de red o Indisponibilidad	N-1 crítica	Límite importación [MW]		Recomendación Operativa
		Caribe	Caribe 2	
Red completa	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV Chinú – El Copey 500 kV 	2000	1300 - 1400	<ul style="list-style-type: none"> Unidades equivalentes necesarias para soporte de tensión Uso de los recursos para el control de potencia reactiva. Perfil de tensión alto en nodos del área (Tabla 6-5 IPOEMP III 2022) En demanda alta, validar la pertinencia de operar el SVC de Chinú con referencia de tensión > 500 kV (entre 1 p.u – 1.008 p.u.) y verificar margen suficiente de Mvar
Chinú – El Copey 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV 	1650	1000 - 1100	<ul style="list-style-type: none"> Adicional al requerimiento de unidades Figura 6-3 del IPOEMP III 2022 Para demanda Caribe 2 < 1900 MW programar (3) unidades equivalentes en Caribe y (0.5) en GCM Para demanda de Caribe 2 > 1900 MW programar entre (4 y 5) unidades equivalentes para Caribe y (1) para GCM <p>El número unidades adicionales a programar, dependerá del punto de operación del SIN, por lo que debe validarse desde el corto plazo.</p>
Ocaña – La Loma 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> Chinú – El Copey 500 kV 	1650	900 - 1000	
La Loma – El Copey 500 kV				
Chinú – Sabanalarga 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> Chinú – Sabanalarga 500 kV 	1650	1050	<ul style="list-style-type: none"> Validar respuesta segura variables eléctricas del SIN (tensión y corriente) ante contingencia sencilla. En especial carga de Copey – Fundación 220 kV y Bolívar 500/200 kV ante N-1 citada
Chinú – Cerromatoso 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV 	1800	1300	<ul style="list-style-type: none"> Validar según punto de operación la pertinencia de programar unidades equivalentes adicionales a las de la Figura 6-3 IPOEMP III 2022 Mantener perfil alto de tensión (ver Tabla 6-5 IPOEMP III 2022)
Primavera – Cerromatoso 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV 	1900	1300	
Porce 3 – Cerromatoso 500 kV				
Antioquia - Cerromatoso 500 kV	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV 	1900	1300	
Red Completa y SVC indisponible	<ul style="list-style-type: none"> El Copey – La Loma 500 kV Ocaña – La Loma 500 kV Chinú – El Copey 500 kV 	1800 - 2000	1200 - 1400	<ul style="list-style-type: none"> Ver sección 6.2.2 del IPOEMP III 2022 y evaluar acciones a implementar: ✓ Programar hasta 2 unidades equivalentes adicionales en Caribe ✓ Disminuir la importación de potencia de Caribe y Caribe 2 ✓ Evaluar la pertinencia de programar unidades en Caribe 1 ✓ Mantener en red completa alto perfil de tensión en Chinú y El Copey a 500 kV

Por la naturaleza del cálculo (red completa), estas magnitudes son indicativas y están sujetas al escenario demanda – generación - topología, por lo que desde el análisis de corto plazo deberá validarse para una condición particular, que con el límite a establecer se tenga una respuesta segura de las variables eléctricas del SIN en red completa y ante N-1

Impacto proyectos de expansión
a diciembre de 2023
Área Caribe



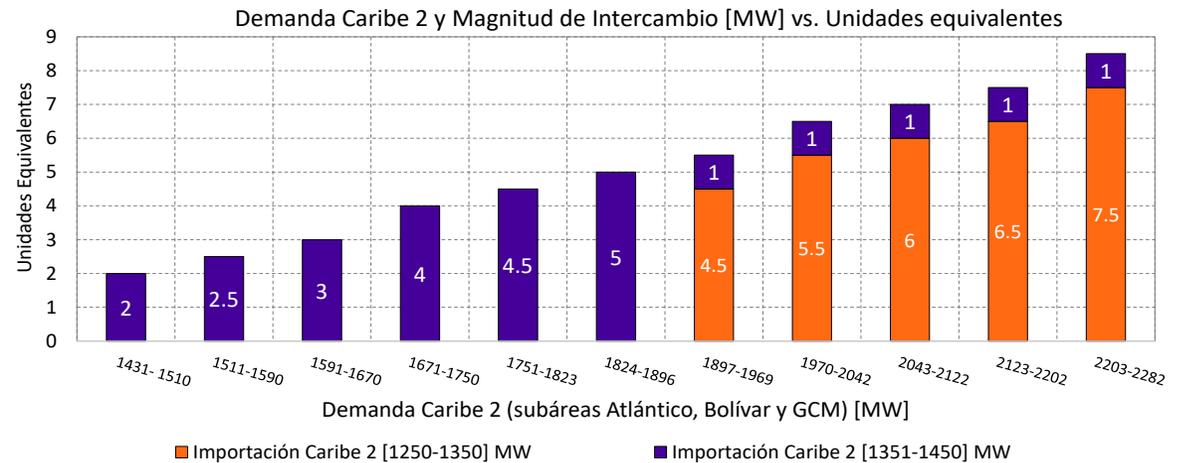
Segundo transformador Bolívar 500/2250 kV (FPO: 31/10/2022) Circuito Sabanalarga - Bolívar 500 kV (FPO: 12/12/2022)



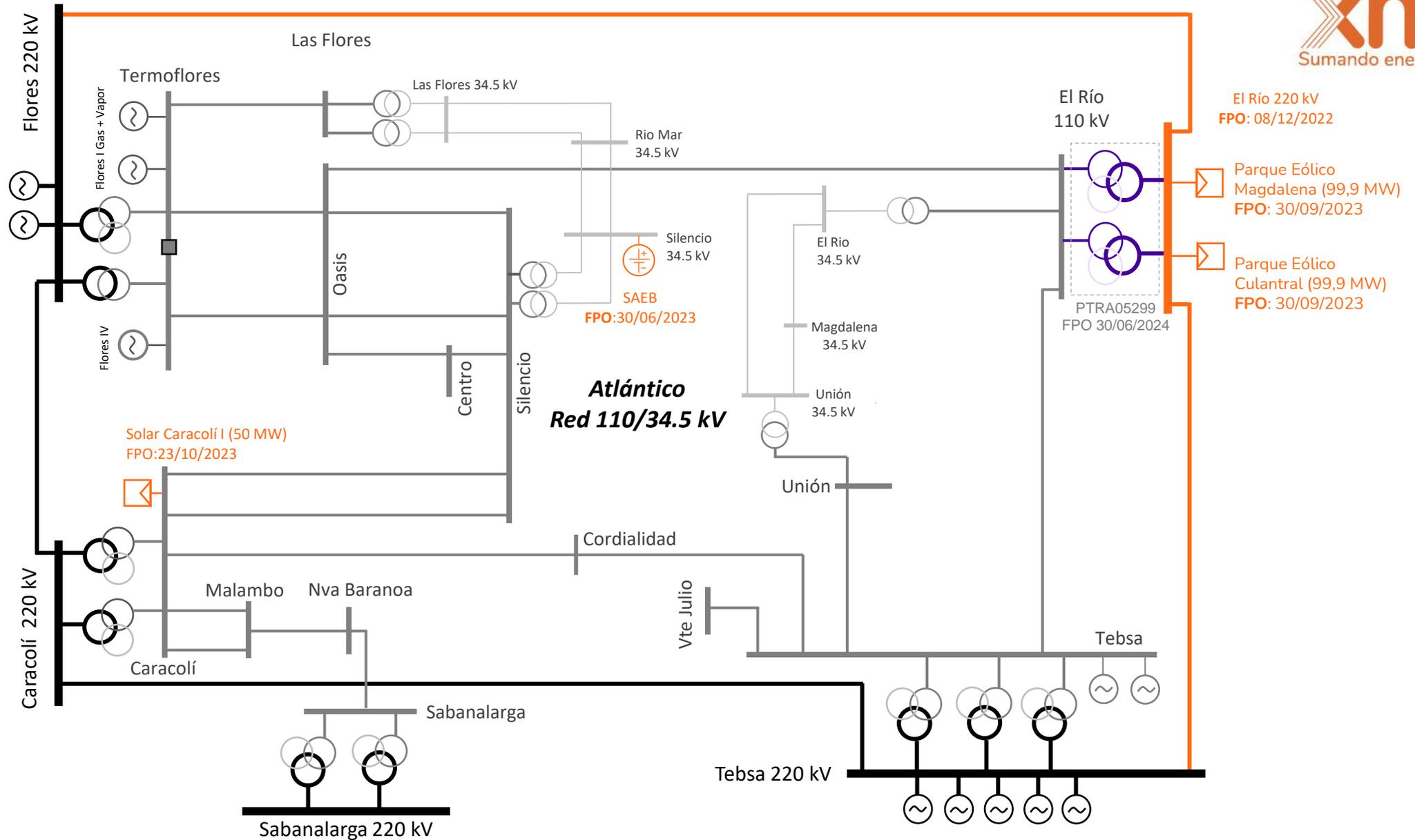
Capacidad de importación de potencia	Área Caribe [MW]	Caribe 2 [MW]
En red completa	2050	1450
Indisponibilidad Chinú – Sabanalarga 500 kV	1800	1200
Indisponibilidad El Copey – La Loma 500 kV	1800	1100 - 1200
Indisponibilidad Chinú - El Copey 500 kV	1800	1100 - 1200

Validar requerimiento unidades para soporte de tensión, según condición particular de la red

Se recomienda realizar cierre de un reactor de línea en Sabanalarga a Chinú 500 kV



Proyectos Subárea Atlántico



Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB - Proyecto UPME STR 01-2021

Instalación en la subestación Silencio 34.5 kV de un sistema SAEB con una capacidad de entrega al sistema de 45 MW / 45 MWh y duración mínima de entrega de una (1) hora.

Operación automática

El dispositivo SAEB entrará en operación de forma automática cuando se presenten de forma simultánea sobrecarga en alguno de los circuitos presentados en la tabla y contingencia en alguno de los elementos de la tabla.

Se supervisa sobrecarga en:	Se supervisa contingencia de:
Tebsa – El Río 110 kV	Tebsa – El Río 110 kV
Oasis – Silencio 110 kV	Oasis – Silencio 1 110 kV
Las Flores – Termoflores 1 110 kV	Las Flores – Termoflores 1 110 kV
Termoflores – Oasis 1 110 kV	Termoflores – Oasis 1 110 kV
Termoflores – Oasis 2 110 kV	Termoflores – Oasis 2 110 kV
El Río – Oasis 110 kV	El Río – Oasis 1 110 kV
Oasis – Centro 110 kV	Tebsa - Unión 1 110 kV
	Cordialidad - Tebsa 1 110 kV
	Transformador Flores 6 220/110 kV
	Caracolí – Tebsa 1 220 kV
	Caracolí - Silencio 1 110 kV
	Caracolí - Silencio 2 110 kV
	Nueva Baranoa - Sabanalarga 1 110 kV

Tabla 1 Equipos supervisados para la operación automática de las SAEB

Para la operación automática el SAEB debe recibir medidas de tensión y corriente sobre los circuitos que se cubre la sobrecarga y del estado de los elementos en los que se supervisa contingencia.



PROG02097
FPO: 30/06/2023

Battery Energy Storage Systems - BESS

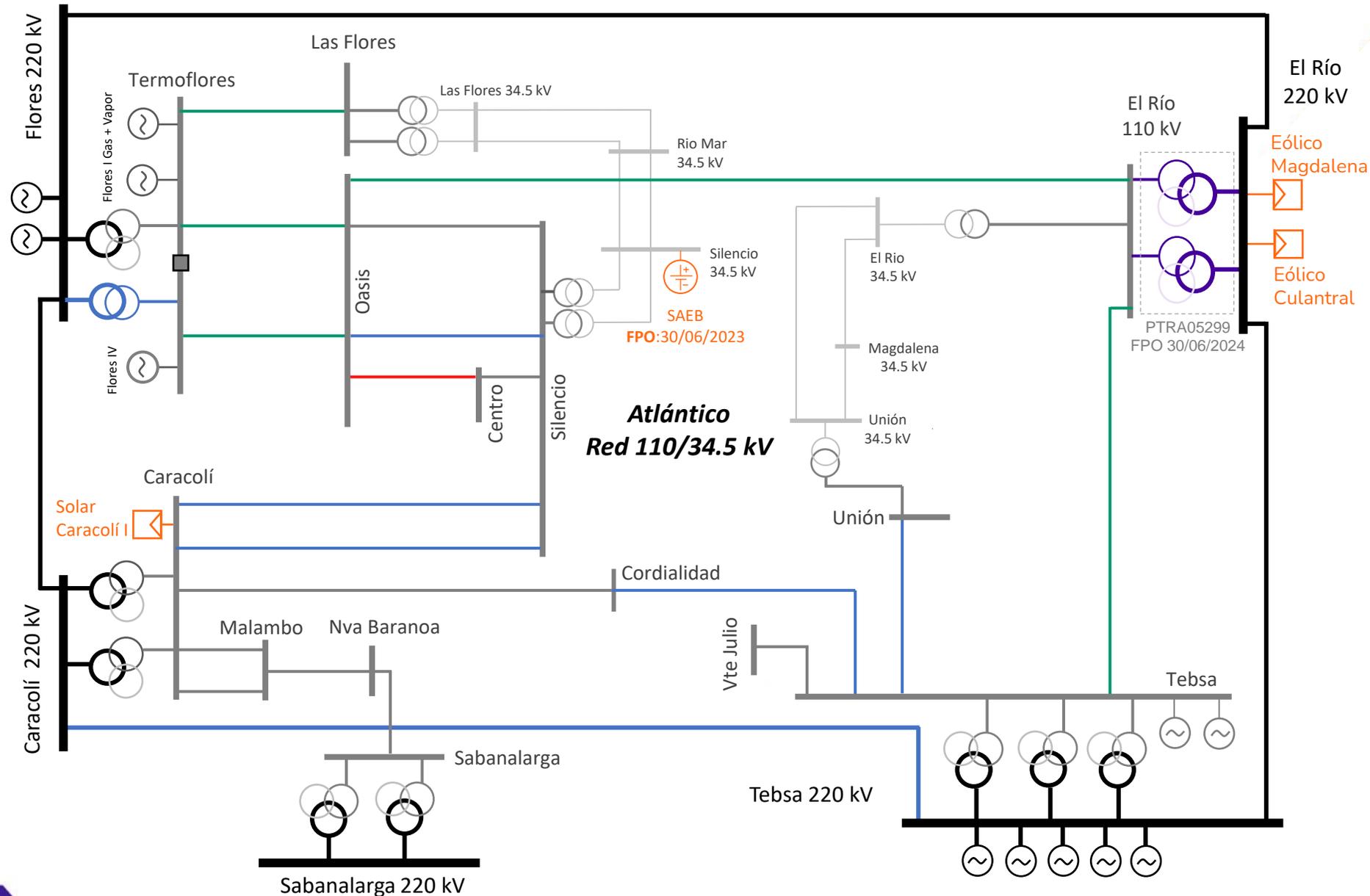
El aporte de potencia de la SAEB deberá ser tal que permita disminuir el valor de corriente del circuito protegido (causante de su operación automática) a un valor de carga seguro de operación

Luego de que entre de forma automática la SAEB, su desconexión se dará de forma automática o por solicitud del CND.

La operación de las SAEB deberá ser coordinada con los ESPS de la subárea de forma que se priorice la actuación de esta. Lo anterior debe ser coordinado entre los agentes

Supervisión del control SAEB

- Supervisa sobrecarga
- Supervisa contingencia
- Supervisa sobrecarga y contingencia



Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB – Operación de las SAEB de forma Automática



En operación la SAEB de Silencio, de presentarse la doble condición de apertura de un elemento supervisado y sobrecarga de un elemento supervisado (Tabla 1), el dispositivo SAEB de forma automática inyectará potencia en el nodo de Silencio 34.5 kV, con lo que según el caso mitigará o eliminará el impacto de la contingencia presentada, evitando salida de otro elemento por sobrecarga y evitando una posible desatención de demanda.

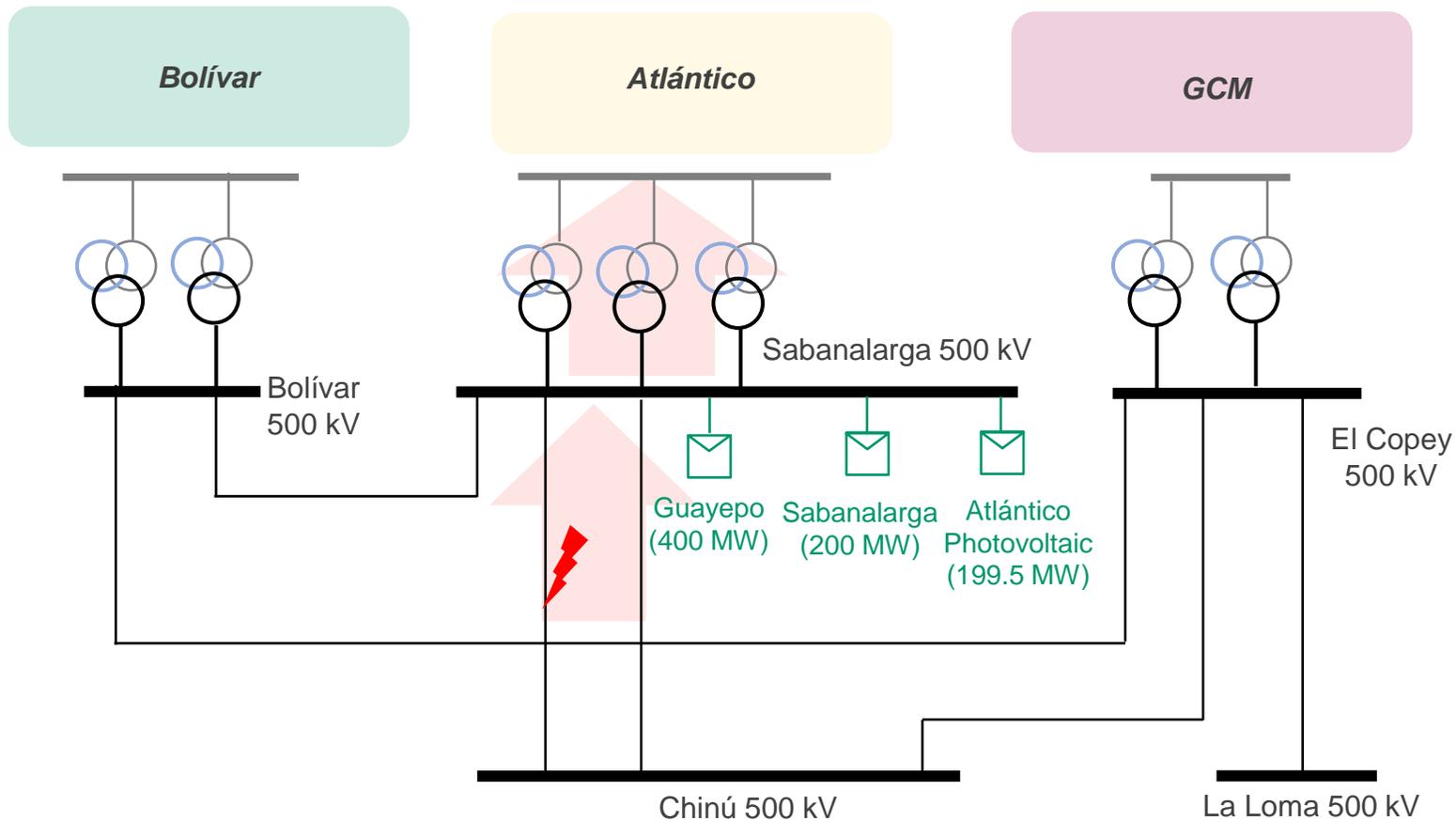
La figura a continuación presenta los resultados de comparar el impacto en el control de restricciones del aporte de potencia de las SAEB en el nodo Silencio 34.5 kV, versus cambios de generación en los recursos térmicos de la subárea.

Generación	Cortes			
	Oasis - Silencio 1 110 / Centro - Oasis 1 110	Tebsa - Union 1 110 / El Río - Tebsa 1 110	Oasis - Termoflores 2 110 / Oasis - Termoflores 1 110	Las Flores - Termoflores 1 110 / Oasis - Termoflores 2 110 kV
SAEB Silencio	-29.0	-22.0	-12.0	-27.3
Gen Tebsa 110 kV	6.2	27.2	-17.8	-14.2
Gen Tebsa 220 kV	0.9	2.1	-0.9	-0.7
Flores I + IV (110 kV)	24.6	-22.4	47.6	38.4
Flores IV (220 kV)	2.4	-2.0	4.5	3.6

- **Signo negativo**, Incrementar generación reduce el valor de carga del elemento protegido (mitiga la restricción)
- **Signo positivo**, Incrementar generación aumenta el valor de carga del elemento protegido (la hace más crítica).
- **Magnitud**, representa la relación de MW del generador, versus MW por los elementos de la restricción. Ejemplo: un valor de +30 indica que, al aumentar 10 MW en generación, disminuye la transferencia de potencia por el elemento sobrecargado aproximadamente 10x (30/100) 3MW.

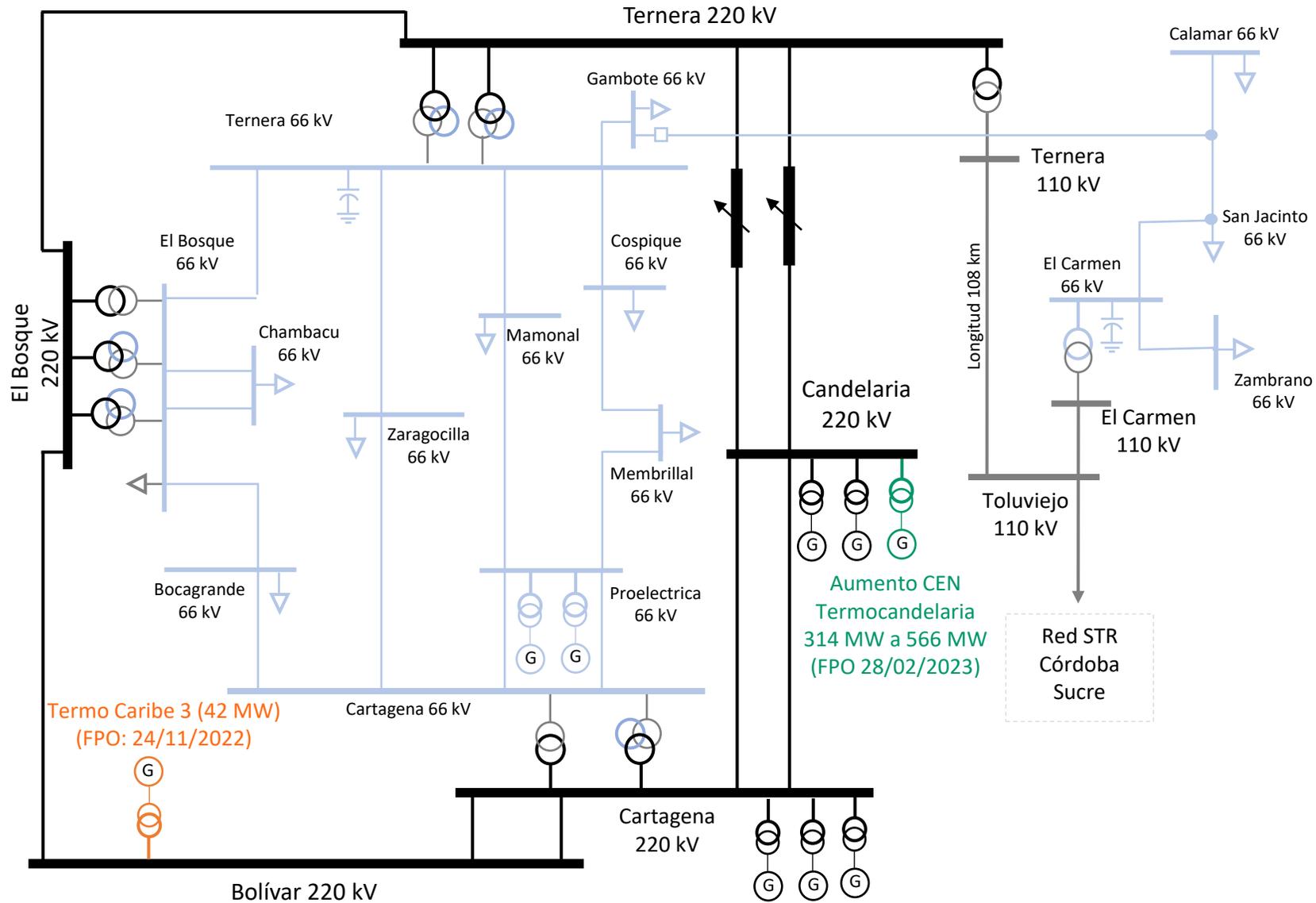
La SAEB tiene un alto impacto positivo en la mitigación de restricciones. Siendo en algunos casos el recurso con mayor sensibilidad para el control de los cortes y en otros equiparable a limitar o requerir generación de seguridad en recursos térmicos de la subárea. Con la red a diciembre de 2023, contar con la SAEB de Silencio 34.5 kV, mejora la confiabilidad de la subárea y permite disminuir costos de operación asociados al control de restricciones (generación por seguridad recursos térmicos).

Proyectos Subárea Atlántico

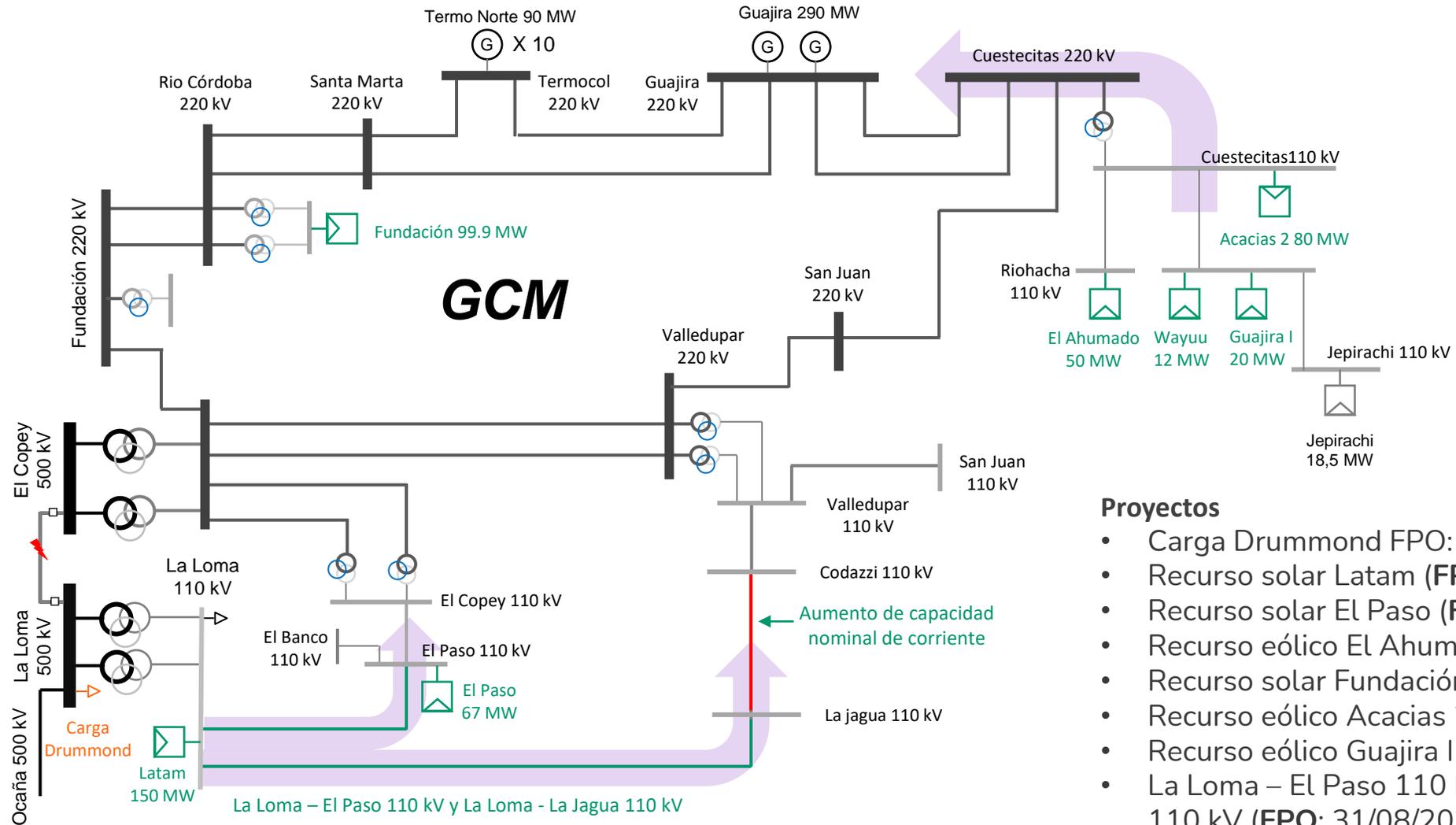


- **PROG00520** –Solar Guayepo 400 MW (2 etapas x 200 MW), Fecha de entrada: 30/05/2023 y 31/08/2023
- **PROG00521** - Solar Sabanalarga (200 MW), Fecha de entrada: 31/12/2023
- **PROG00525** - Atlántico Photovoltaic (199.5 MW), Fecha de entrada: 30/12/2023

Proyectos Subárea Bolívar

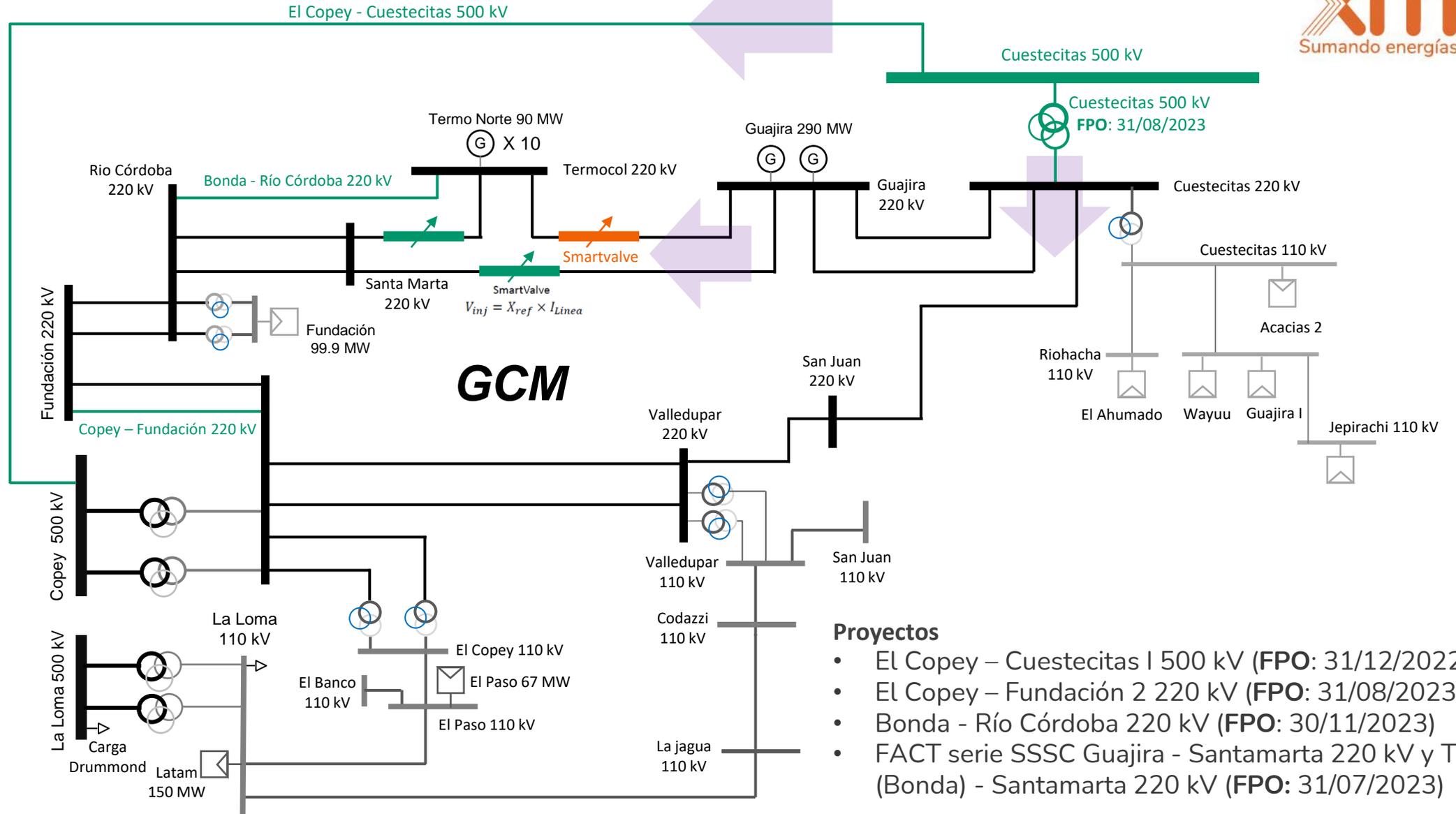


Proyectos Subárea Guajira – Cesar - Magdalena



- Carga Drummond FPO: (FPO: 31/12/2022)
- Recurso solar Latam (FPO: 31/08/2023)
- Recurso solar El Paso (FPO: 28/02/2023)
- Recurso eólico El Ahumado (FPO: 31/12/2023)
- Recurso solar Fundación (FPO: 31/12/2023)
- Recurso eólico Acacias 2 (FPO: 31/12/2023)
- Recurso eólico Guajira I (FPO: 31/08/2023)
- La Loma – El Paso 110 kV y La Loma - La Jagua 110 kV (FPO: 31/08/2023)

Proyectos Subárea Guajira – Cesar - Magdalena

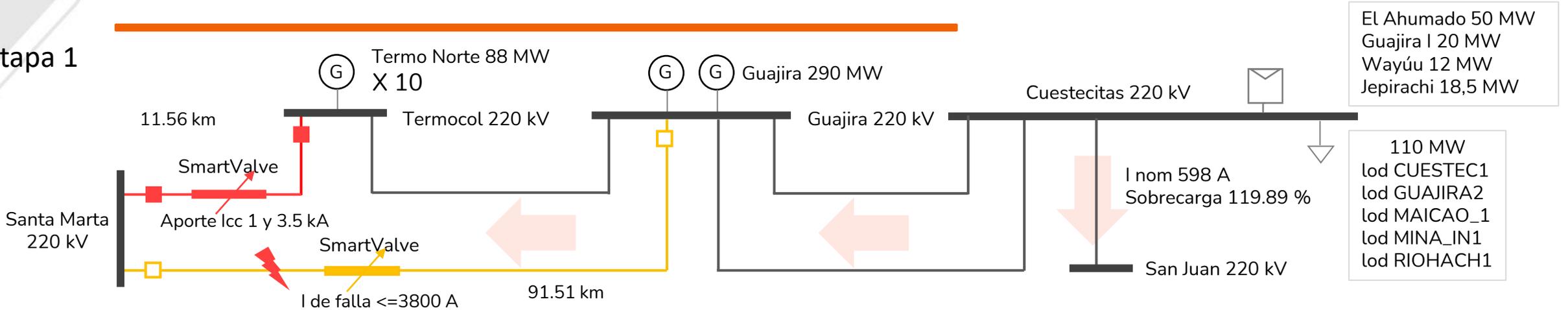


Proyectos

- El Copey – Cuestecitas I 500 kV (FPO: 31/12/2022)
- El Copey – Fundación 2 220 kV (FPO: 31/08/2023)
- Bonda - Río Córdoba 220 kV (FPO: 30/11/2023)
- FACT serie SSSC Guajira - Santamarta 220 kV y Termocol (Bonda) - Santamarta 220 kV (FPO: 31/07/2023)

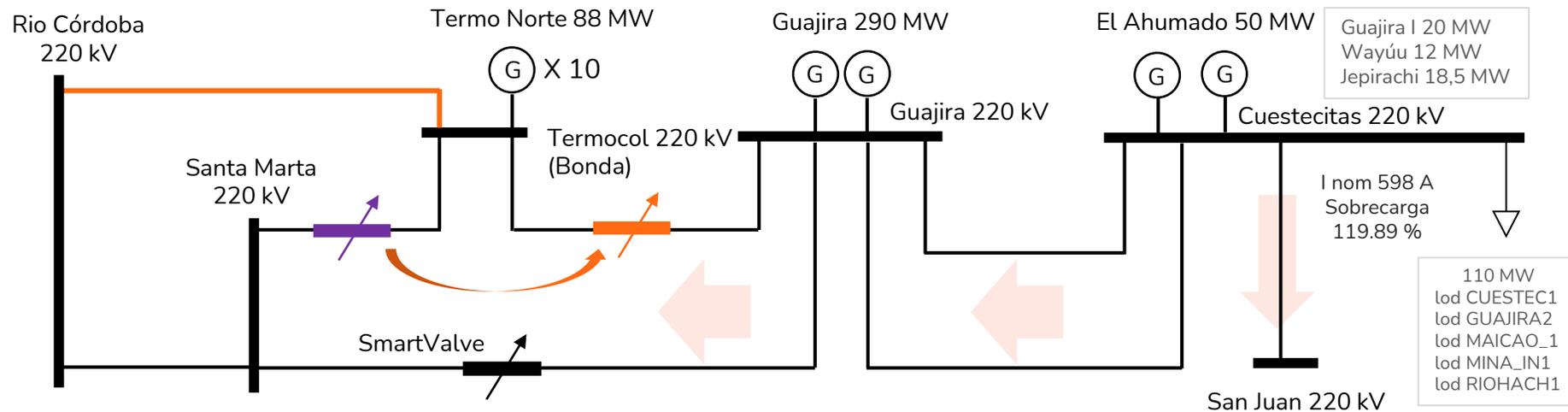
Proyectos Subárea Guajira – Cesar - Magdalena

Etapa 1



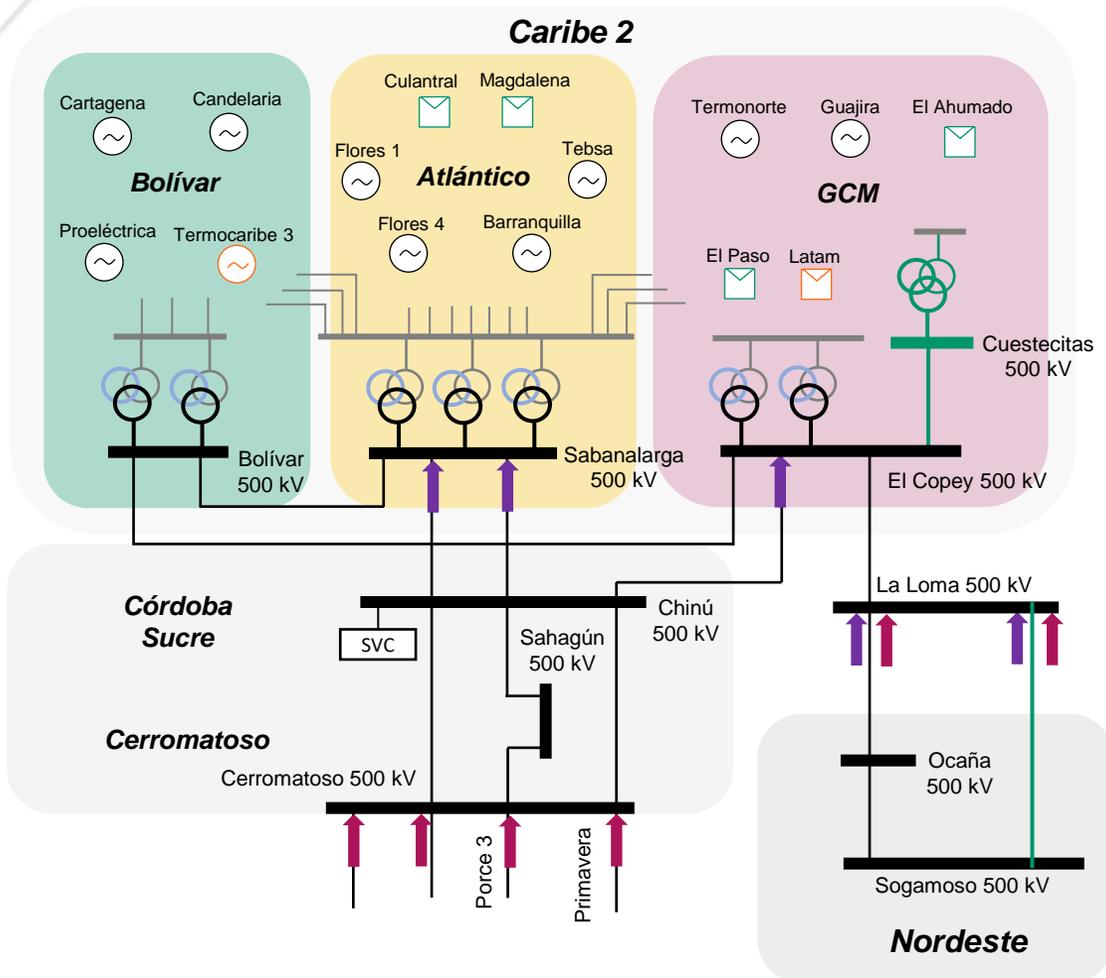
Santamarta – Termocol 220 kV	longitud 11,56 km	Inom 656 A por sobrecarga 119,96%	15 SmartValve 10-1800 v1.04 (5 por fase)
Santamarta – Termoguajira 220 kV	longitud 91,51 km	Inom 656 A por sobrecarga 119,96%	9 SmartValve 10-1800 v1.04 (3 por fase)

Etapa 2



Sogamoso – La Loma 500 kV

FPO: 31/12/2023



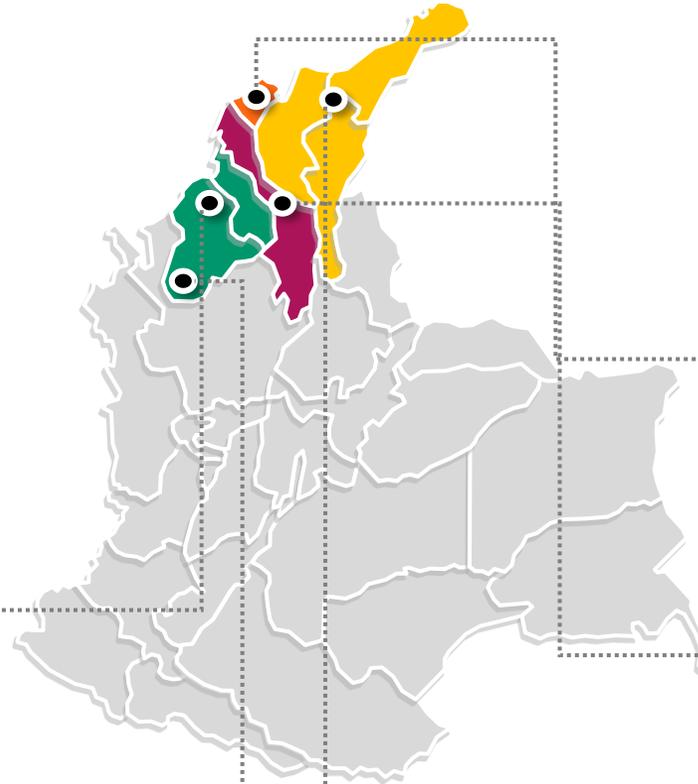
- Incremento de los perfiles de tensión en nodos del área Caribe y Nordeste
- Aumenta la fortaleza de tensión en La Loma 500 kV, facilitando condiciones de sincronismo de los circuitos El Copey – La Loma y La Loma – Ocaña 500 kV ante un eventual recierre
- La potencia a través de La Loma – Sogamoso 500 kV, hará parte de los circuitos por los que se mide el intercambio de potencia del área Caribe, Caribe 2 y la subárea GCM
- Reduce la impedancia equivalente entre las áreas Caribe y Nordeste, por lo que aumenta el flujo de potencia a través del circuito El Copey - La Loma 500 kV
- Impactando restricciones asociadas a importación de potencia de la subárea GCM como la restricción El Copey - Loma 500 kV / La Jagua – Codazzi 110 kV,
- La entrada de este proyecto por sí solo no aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe y Caribe 2.

Capacidad instalada de generación Área Caribe 2022 - 2023

Caribe		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Hidráulico	338	
Eólico		350
Térmico	3159	483
Solar		1365
Total	3497	2198

Cordoba Sucre		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Hidráulico	338	
Solar		199
Térmico	200	
Total	538	199

Cerromatoso		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Térmico	437	
Total	437	



Capacidad generación al inicio del IPOEMP (2022)
Y al finalizar su horizonte (2023)

Caribe 2		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Eólico		350
Térmico	2522	283
Solar		1167
Total	2522	1800

Atlántico		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Eólico		200
Térmico	1560	
Solar		850
Total	1560	1050

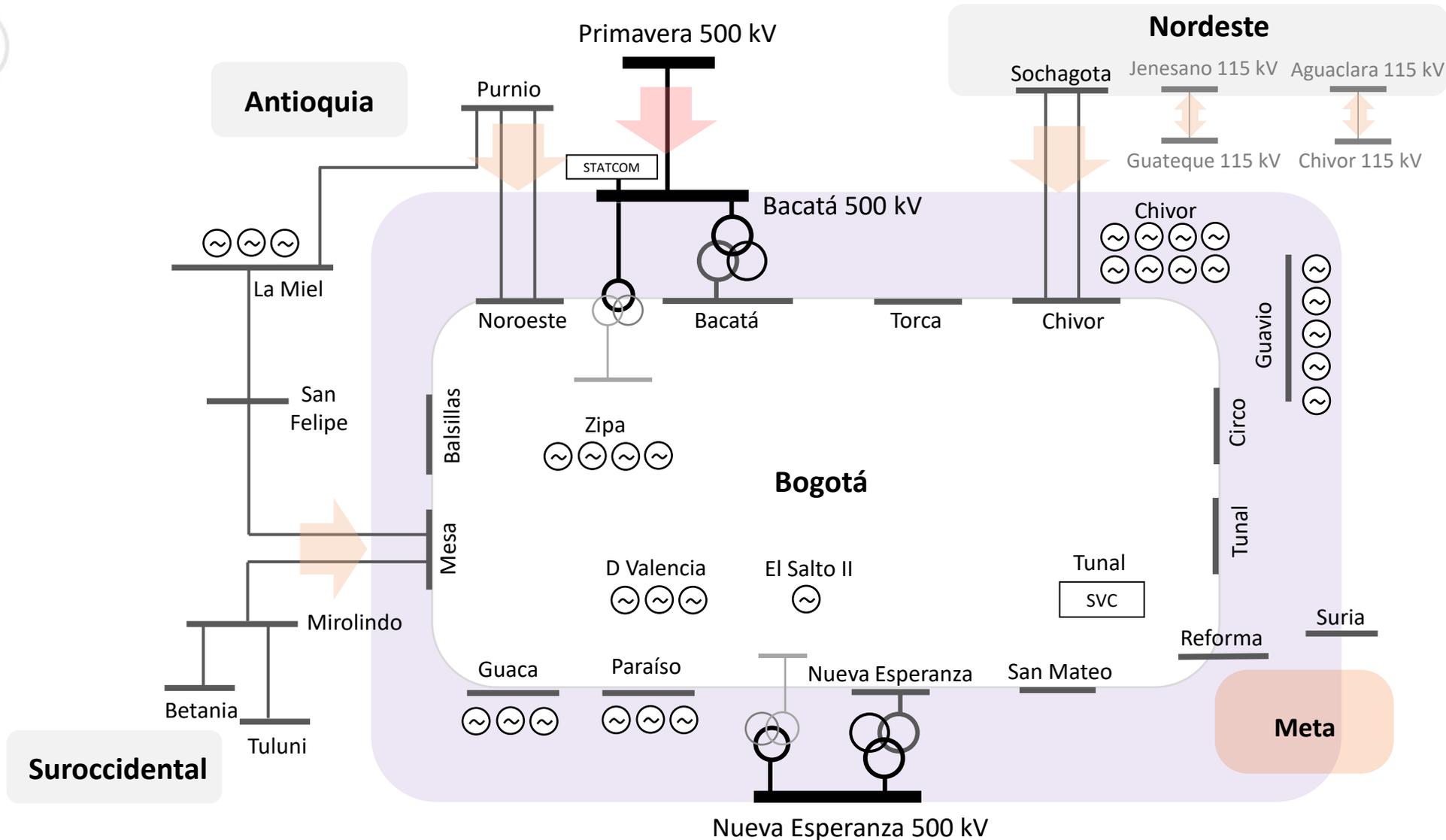
Bolívar		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Térmico	584	283
Total	584	283

GCM		
	2022 [MW]	2023 [MW]
Eólico		150
Térmico	378	
Solar		317
Total	378	467

Área Oriental

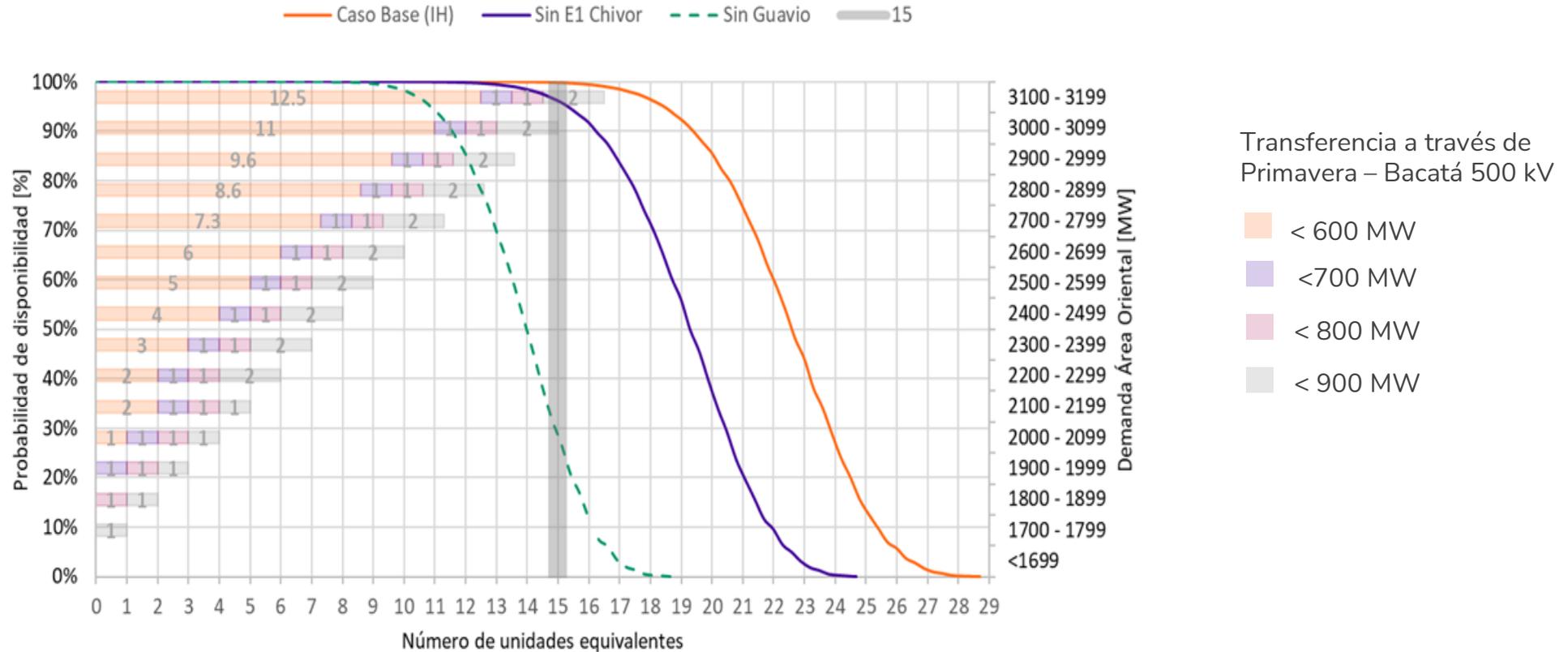


Área Oriental – Conexión con otras áreas



- En red completa se monitorea la importación del área con el flujo por el circuito Primavera-Bacatá 500 kV, teniendo un valor máximo recomendado de **900 MW**.
 - Con la indisponibilidad del circuito Primavera-Bacatá 500 kV, se recomienda como máxima importación del área por el resto de circuitos **1500 MW**

Probabilidad de contar con el requerimiento de unidades equivalentes a partir de los IH

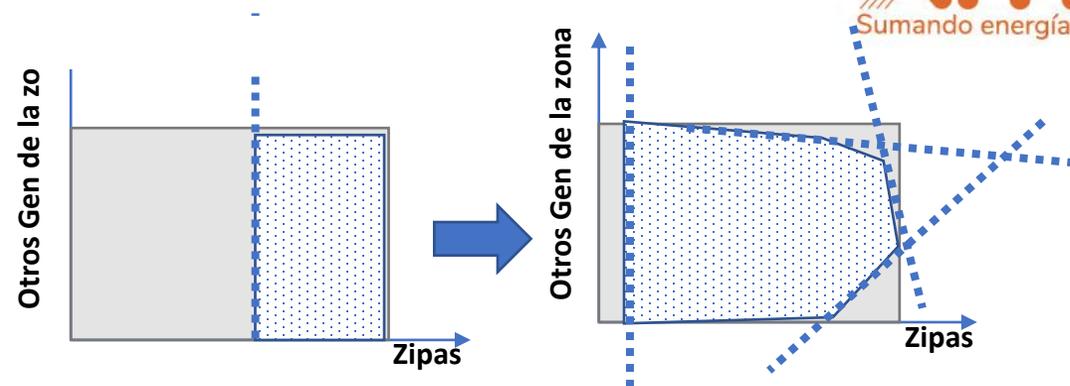
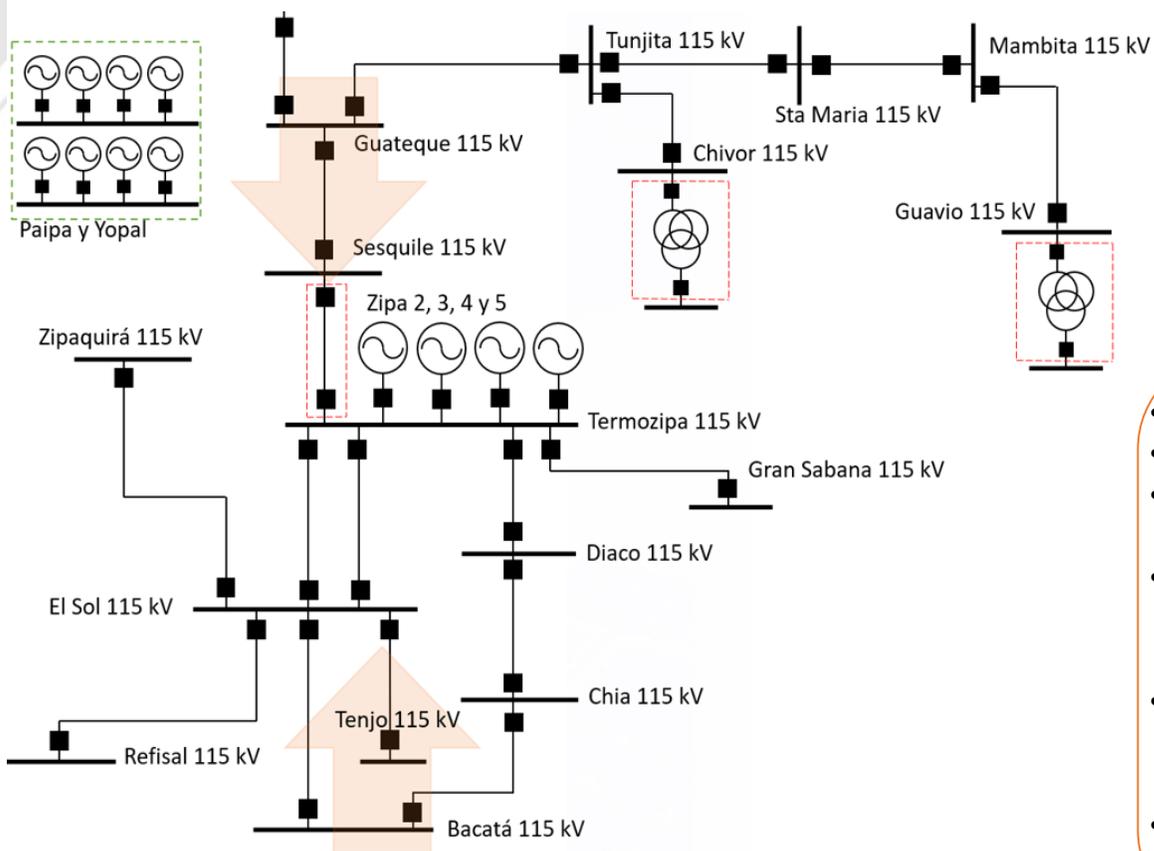


Equipo Indisponible	Recomendación Operativa	Observación
STATCOM BACATÁ	4 unidades equivalentes adicionales	En caso de no contar con las unidades suficientes, disminuir la importación de 900 MW a 800 MW corresponde a 2 unidades equivalentes.
SVC TUNAL	2 unidades equivalente adicionales	Una disminución de 100 MW para valores inferiores a 800 MW, corresponde a 1 unidad equivalente

Sensibilidad Cierre Guateque-
Sesquilé 115 kV
Área Oriental



Sensibilidad Cierre Guateque-Sesquilé 115 kV



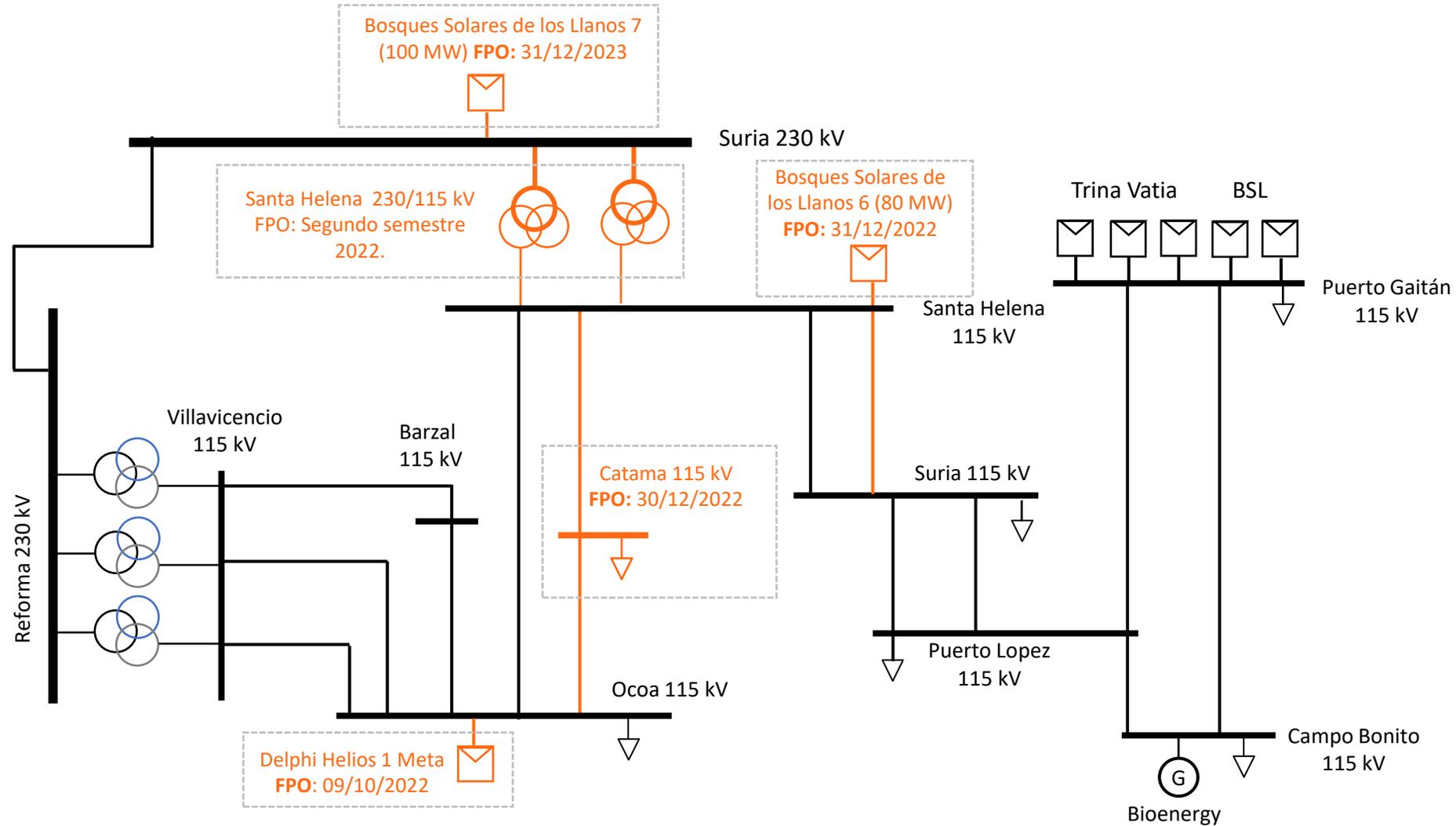
- Se mitigan las restricciones de Bacatá-Chía 115 kV y Bacatá El Sol 115 kV.
- Aumenta el impacto de restricciones asociadas a N-1 del transformador de Chivor.
- Emergen nuevas restricciones asociadas a estado estacionario de circuitos Termozipa-Sesquilé 115 kV, Guateque-Sesquilé 115 kV y Guateque Tunjita 115 kV.
- Se aumentan las restricciones, pero se pueden encontrar más combinaciones de escenarios seguros de generación entre las plantas de la zona de influencia. (con los parámetros del 02-09-2022)
- Mejora la recuperación dinámica de tensión en barras de Sabana Norte ante la contingencia Bacatá-Primavera 500 kV, **puede reducir el requerimiento de unidades en oriental entre 0.5 y 1.**
- En peso de unidades e impacto en tensiones de Boyacá-Casanare no se observan cambios relevantes

Es necesario por parte de ENEL y EBSA realizar la validación desde el punto de vista de los ajustes de protecciones y del impacto en el SDL, ya que todos los estudios realizados en la zona, tienen como insumo la topología del área Bogotá con el circuito abierto, y debe ser revisada por XM una vez se entregue la información por parte de los agentes.

Impacto de proyectos de expansión
con FPO 2022 - 2023
(FPO en MDC a 03-08-2022)
Área Oriental



Proyectos Subárea Meta 2022 - 2023

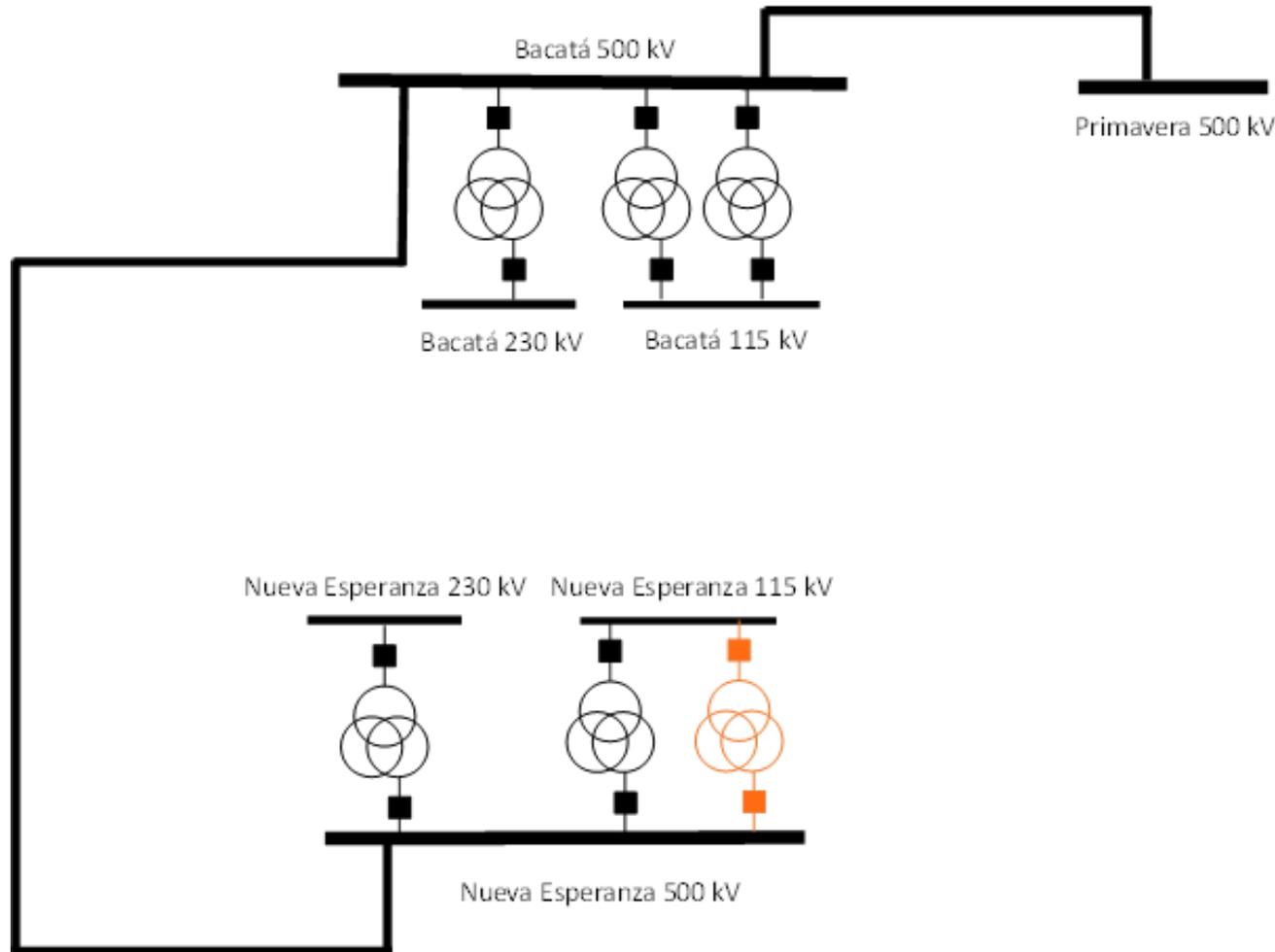


Otros Proyectos con impacto en el área Oriental 2022



Proyecto	Descripción	Fecha de entrada	Impacto
PROG00530 - Generación Solar Ubaté PSR1	Planta de generación fotovoltaica Solar Ubaté con capacidad de 28 MW que estará conectada a la subestación Ubaté 115 kV a través de un circuito de 1.5 km.	31/12/2022	<p>Disminuye el flujo de potencia entre las subestaciones El Sol y Simijaca 115 kV, el requerimiento de conexión de los bancos capacitivos de Ubaté y El Sol 115 kV en los periodos de operación de esta planta.</p> <p>Aumenta la criticidad de la restricción Bacatá – Nva Esperanza 500 kV / Bacatá – Suba 115 kV. Limitar generación en esta planta es la acción más efectiva para el control de la restricción.</p>
PROG00674 - PROG00574 - Generación Jagüey y Rubiales	Plantas térmicas de 21.87 MW cada una conectadas al proyecto de expansión en el área Oriental Chivor II 230 kV. Se analiza conexión temporal a Chivor 230 kV (concepto por res CREG 075-2021)	14/11/2022	Al ser inyecciones en el nodo de Chivor 230 kV tendrían una efectividad similar en el control de la restricción que el recurso Chivor, además, se compensaría la generación de Jagüey y Rubiales con las cargas de estas, por lo que podrían tener una leve incidencia en la gestión de la restricción y por ende los generadores podrían tener limitación

Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV



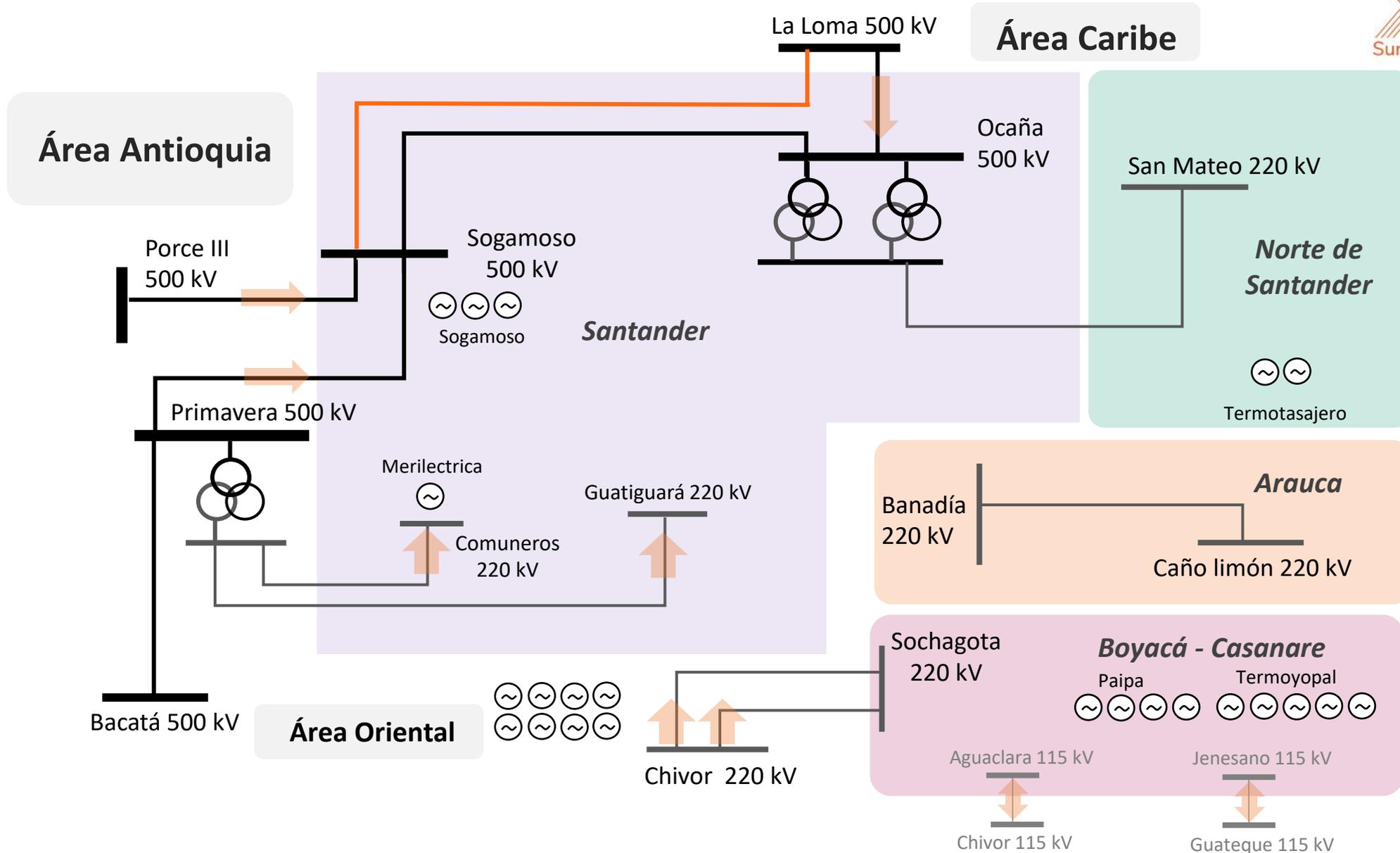
Fecha de entrada: 31/12/2023

La entrada en operación del segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV mejora el soporte de tensión en la red de 115 kV de Bogotá, sin embargo, no se observan cambios significativos en el límite de importación ni en las unidades del área. El impacto considerable de este proyecto se observa con la entrada en operación el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, el cual no está considerado en el horizonte de este informe.

Área Nordeste



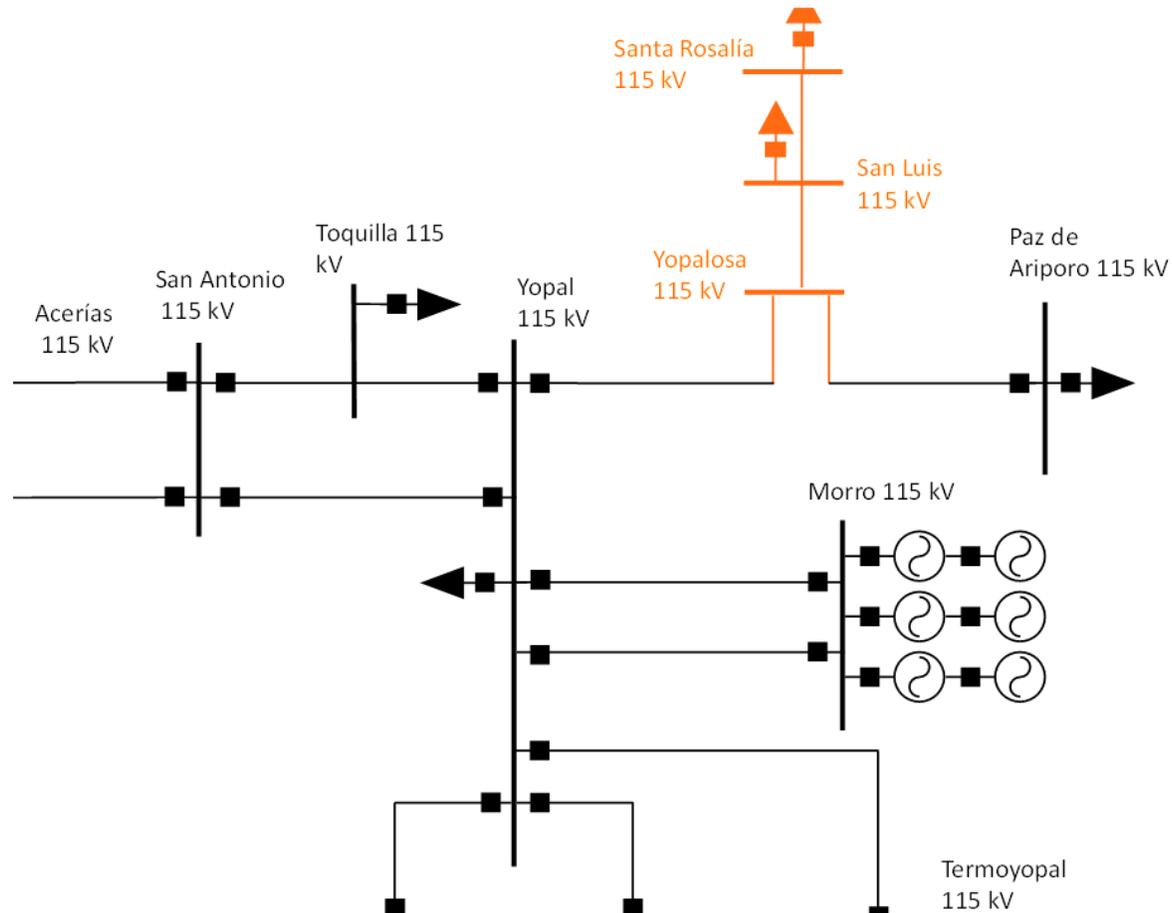
Área Nordeste – Conexión con otras áreas



Impacto de proyectos de expansión con
FPO 2022 - 2023
(FPO en MDC a 03-08-2022)
Área Nordeste



PTRA02015 - Interconexión Casanare - Vichada

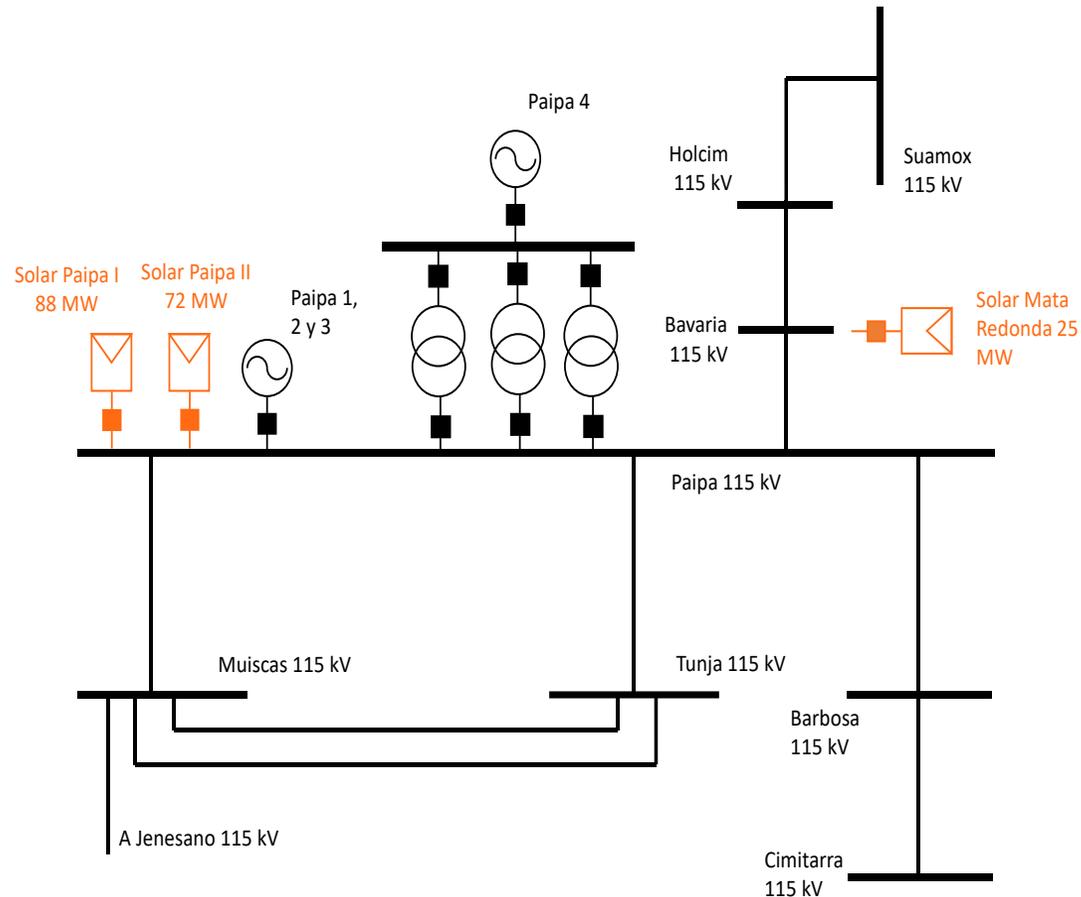


Fecha de entrada: Segundo semestre 2022.

Se incrementa de manera radial la carga en la subestación Yopal 115 kV, atendiendo por el circuito que va hacia Paz de Ariporo 115 kV, cargas adicionales en Yopalosa 115 kV, San Luis 115 kV y Santa Rosalía 115 kV. Con la generación existente en Yopal 115 kV, puede atenderse esta carga con los requerimientos de confiabilidad y seguridad del SIN, pero debido a la topología del proyecto se presentaría desatención de la demanda ante contingencias sencillas Yopal-Yopalosa 115 kV, Yopalosa-San Luis 115 kV, San Luis – Santa Rosalía 115 kV y Yopalosa -Paz de Ariporo 115 kV.

El aumento de demanda asociado a la entrada en operación de este proyecto mitiga las restricciones asociadas a generación de Casanare.

PROG00503 – Solar Paipa I 88 MW, PROG00504 – Solar Paipa II 72 MW y PROG02741 – Mata redonda 25 MW

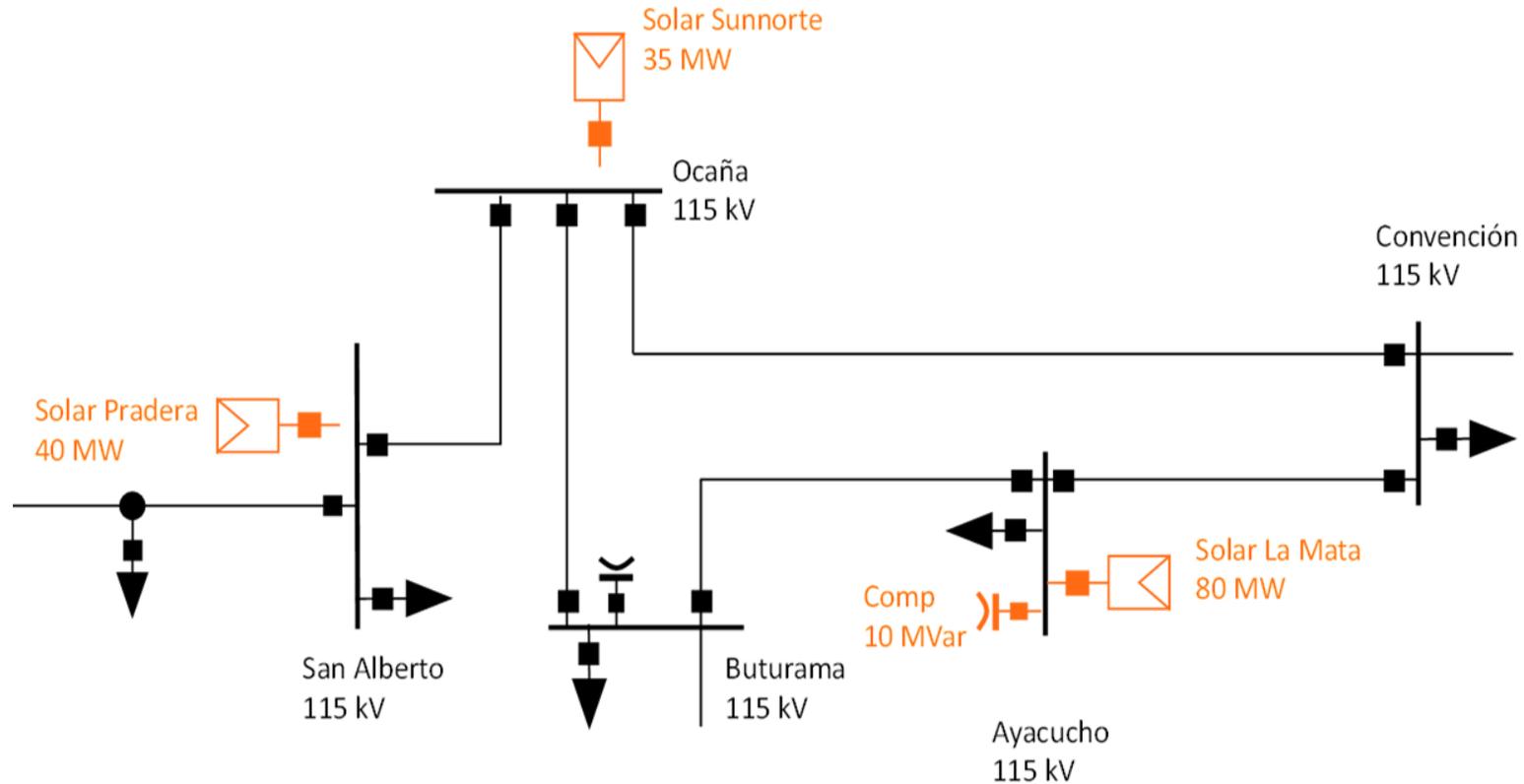


Fecha de entrada: PROG00503-PROG00504 30/06/2023 y PROG02741 31/12/2023

En los periodos de demanda Media, según la disponibilidad de su recurso primario, mejora el perfil de tensión en la subestación Paipa 115 kV. Esta generación tiene sensibilidad en las restricciones de la subárea, teniendo impacto en el incremento de las siguientes restricciones. En cuanto al control de tensión, el peso de Paipa I y Paipa II en Boyacá-Casanare corresponde a 0.2 y el peso de Mata Redonda corresponde a 0.1.

- Yopal - San Antonio 1 115 kV / Yopal - Aguazul 1 115 kV
- Toquilla - Yopal 1 115 kV / Yopal - Aguazul 1 115 kV
- San Antonio - Toquilla 1 115 kV / Yopal - Aguazul 1 115 kV
- Suamox - Acerías Paz del Río 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV
- Suamox - San Antonio 1 115 kV / Suamox - Acerías Paz del Río 1 115 kV
- Sochagota - San Antonio 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV

Otros proyectos con FPO en 2023



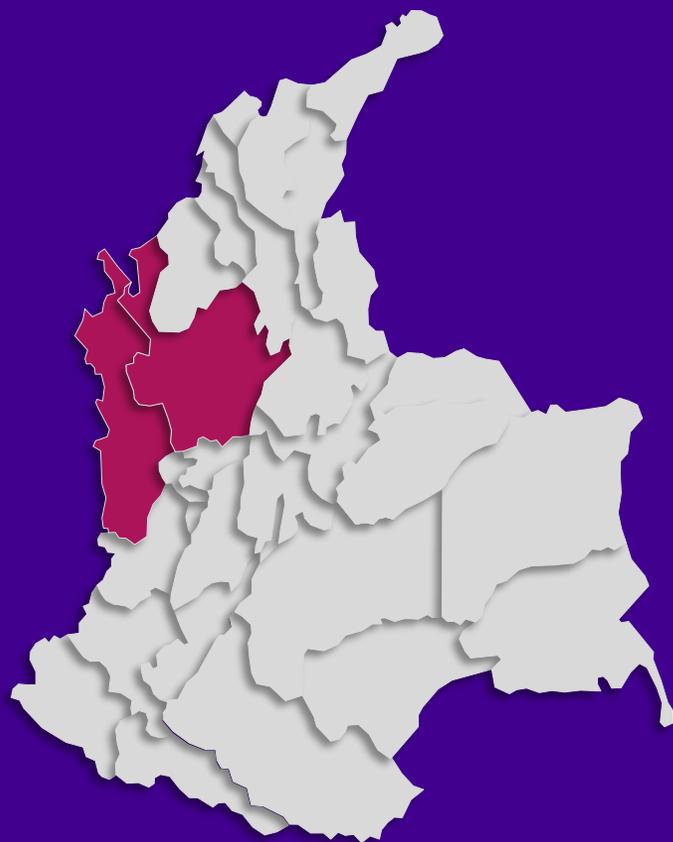
Proyecto	Descripción	FPO	Impacto
Solar La Pradera 40 MW	Generación Solar de 40 MW conectada en la subestación San Alberto 115 kV	31/12/2023	Mejoran el perfil de tensión al estar cerca de puntos de carga, cuentan con baja sensibilidad en las restricciones del área.
Solar La Mata 80 MW	Generación Solar de 80 MW conectada en la subestación Ayacucho 115 kV		
Solar Sunnorte 35 MW	Generación Solar de 35 MW conectada en Ocaña 115 kV		

Otros proyectos con FPO en 2023

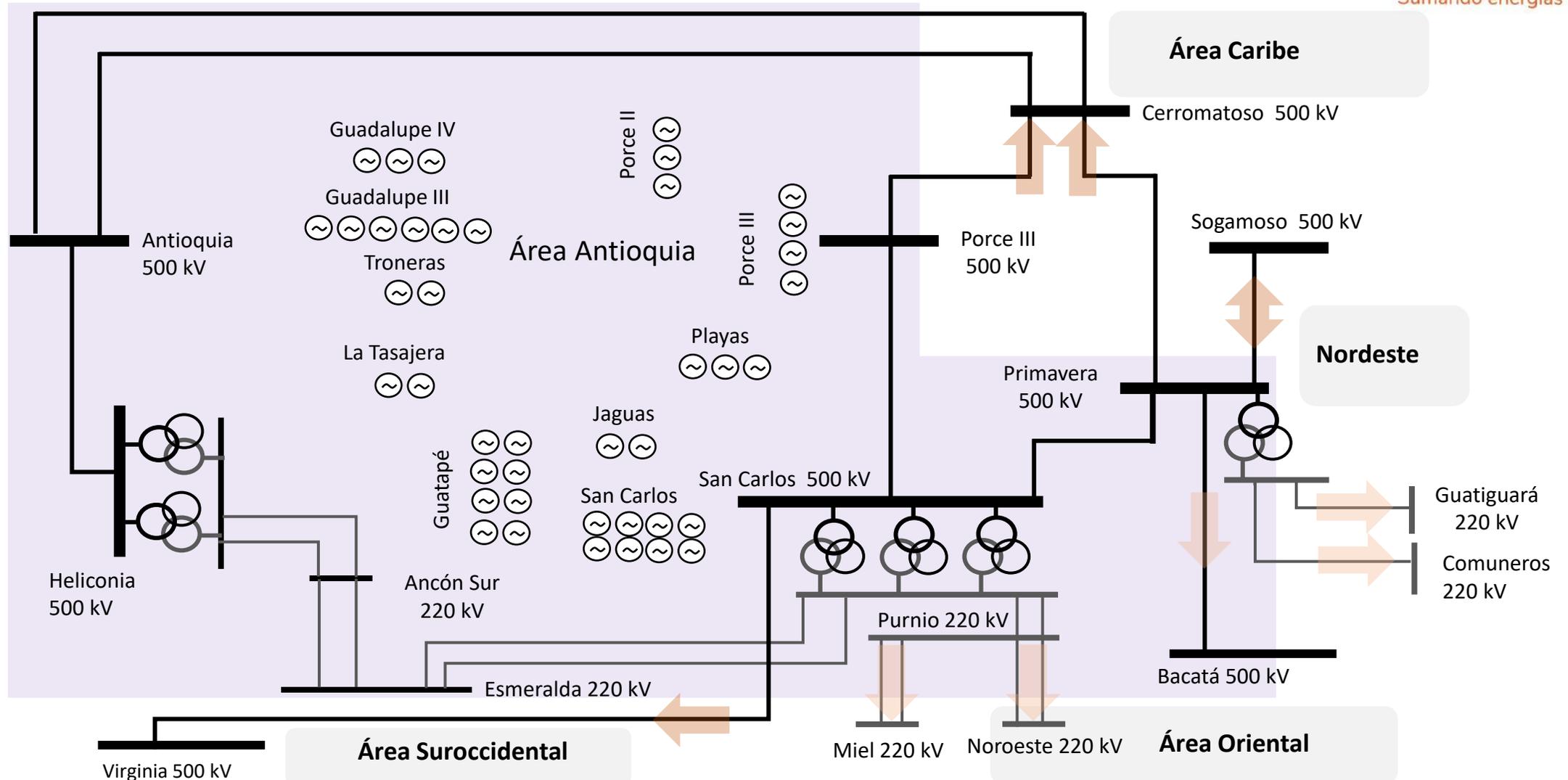


Proyecto	Descripción	FPO	Impacto
Compensación 10 Mvar (2x5 Mvar) en Ayacucho 115 kV	Conexión de dos bancos de compensación capacitiva de 5 Mvar cada uno en la subestación Ayacucho 115 kV	31/12/2023	Mejora la confiabilidad y los perfiles de tensión de la subestación en escenarios de alta demanda. No se observan riesgos por sobretensión.
Nuevo transformador Tibu 115/13.8 kV	Nuevo transformador 115/13,8 kV con su bahía de 115 kV.	29/12/2023	Con un incremento de carga en ese punto del sistema, no se presentan cambios en las restricciones de tensión ante las contingencias Convención-Tibú 115 kV y Tibú – Zulia 115 kV, y el estado de los condensadores de Tibú 115 kV. Realizando una sensibilidad en la demanda total en la subestación, se observa que la restricción de operar con máximo un condensador conectado ya no es necesaria a partir de 15 MW aproximadamente.

Área Antioquia



Área Antioquia – Conexión con otras áreas



Impacto proyectos de expansión
con FPO 2022 - 2023
Área Antioquia



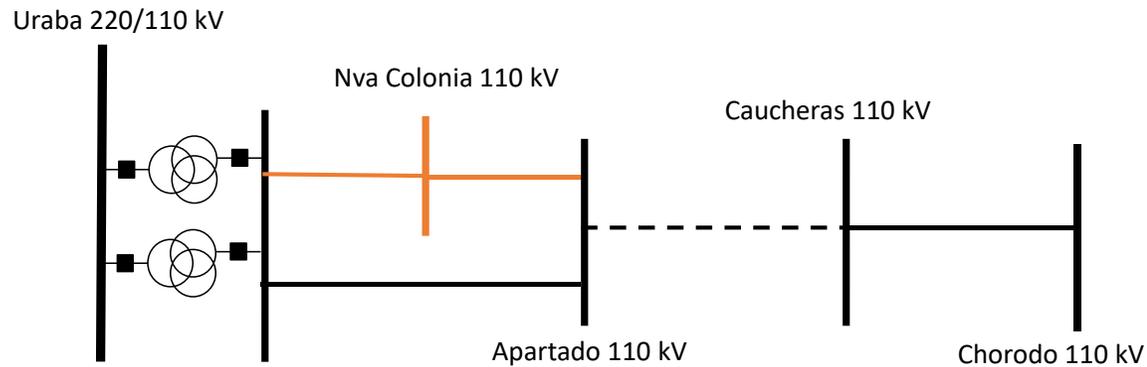
Generación Ituango

Fecha de entrada: Unidad 1: tercer trimestre 2022 y Unidad 2: 26/10/2022

Fecha de entrada: Unidad 3: 26/04/2023 y Unidad 4: 10/09/2023

- La entrada de estas unidades de generación representa un aumento en la capacidad de generación del área y reactivos adicionales para el soporte de tensión.
- Se estima que el peso equivalente para el soporte de tensión cada unidad sea 0.3.
- No se evidencian impactos negativos en los cortes existentes del área, sin embargo, es posible que, ante algunos escenarios de demanda, con alta generación en Ituango y demás recursos de la zona norte de Antioquia y baja importación de potencia del área Caribe se presenten, en estado estacionario, altos valores de carga en el circuito Barbosa - Guatapé 220 kV. Se recomienda al agente EPM y a la UPME tener en consideración esta condición, e identificar acciones que permitan una operación segura ante los escenarios de operación mencionados anteriormente.
- Las unidades de Ituango serán las de mayor capacidad en el sistema (300 MW), por lo cual, adquieren relevancia para el estudio del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por baja frecuencia y el valor de holgura a implementar para el servicio de AGC o regulación secundaria.

Subestación Nueva Colonia 110 kV

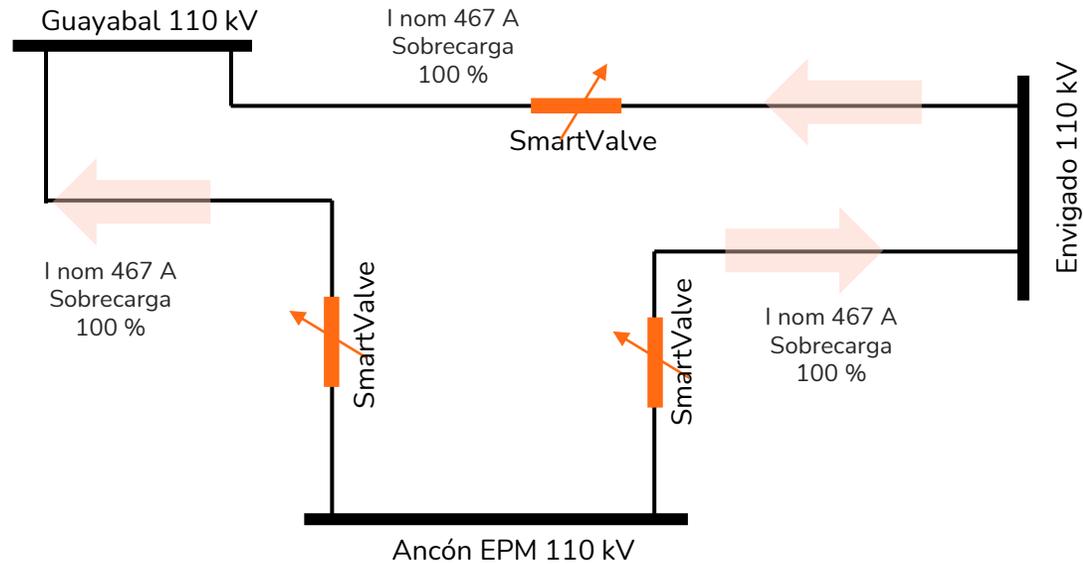


Fecha de entrada: 30/11/2022

Este proyecto brinda confiabilidad a la prestación del servicio de la carga de Apartadó 110 kV, sin embargo, se crearía la restricción Urabá - Nueva Colonia 110 kV / Urabá - Apartadó 110 kV. Esta nueva restricción limitaría la atención de la demanda en Nueva Colonia y Apartadó 110 kV debido a que la línea Apartadó - Caucheras 110 kV opera normalmente abierta en el extremo de Caucheras 110 kV, y ante la contingencia N-1 del circuito Urabá - Nueva Colonia 110 kV queda en condición radial el corredor Urabá - Apartadó - Nueva Colonia 110 kV.

Se estima que la demanda en Nueva Colonia y Caucheras 110 kV no podría ser mayor a 70 MW.

DFACTS subestaciones Envigado y Guayabal 110 kV – Etapa 1



Fecha de entrada: 01/01/2023

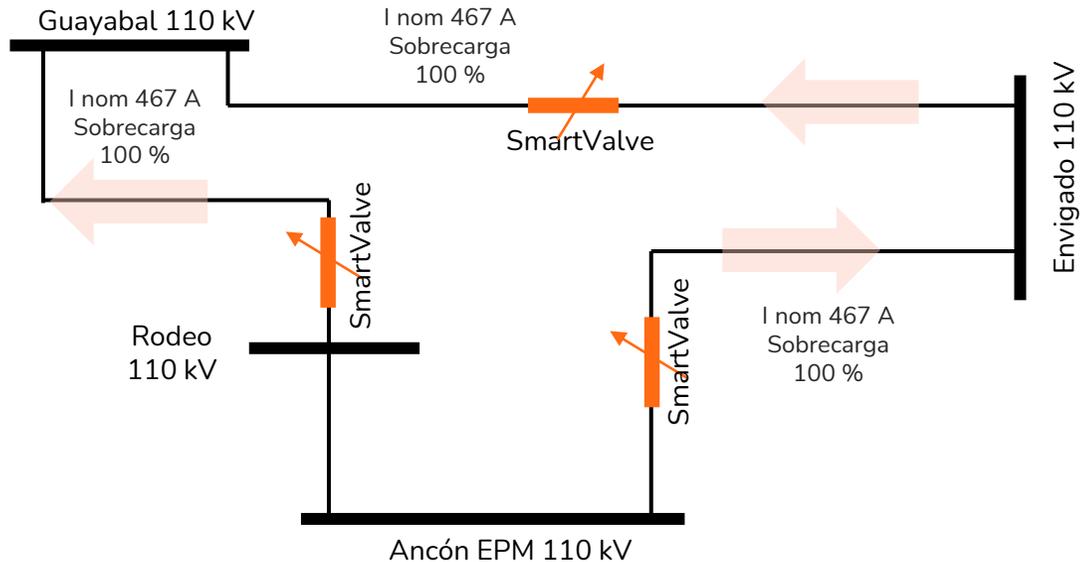
Eliminan las restricciones:

- Ancón Sur - Miraflores 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV
- Occidente - Heliconia 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV .

Sin embargo, es importante hacer una buena gestión de la potencia reactiva con los taps de los transformadores Ancón 220/110 kV, Envigado 220/110 kV y Guayabal 220/110 kV.

Circuito	Dispositivo SSSC	Reactancia fija con la que operará
Guayabal – Envigado 110 kV	SmartValve 1-1800 v1.02 - 2 por fase. Capacidad -566 V, + 566 V), Smartbypass 2000-50	2.42 Ω inductivos
Envigado – Ancón Sur 110 kV	SmartValve 1-1800 v1.02 - 3 por fase, Smartbypass 2000-50	1.21 Ω inductivos
Ancón sur – Guayabal 110 kV	SmartValve 1-1800 v1.02 - 3 por fase, Smartbypass 2000-50	1.21 Ω inductivos

DFACTS subestaciones Envigado y Guayabal 110 kV – Etapa 2



Fecha de entrada: 31/12/2023

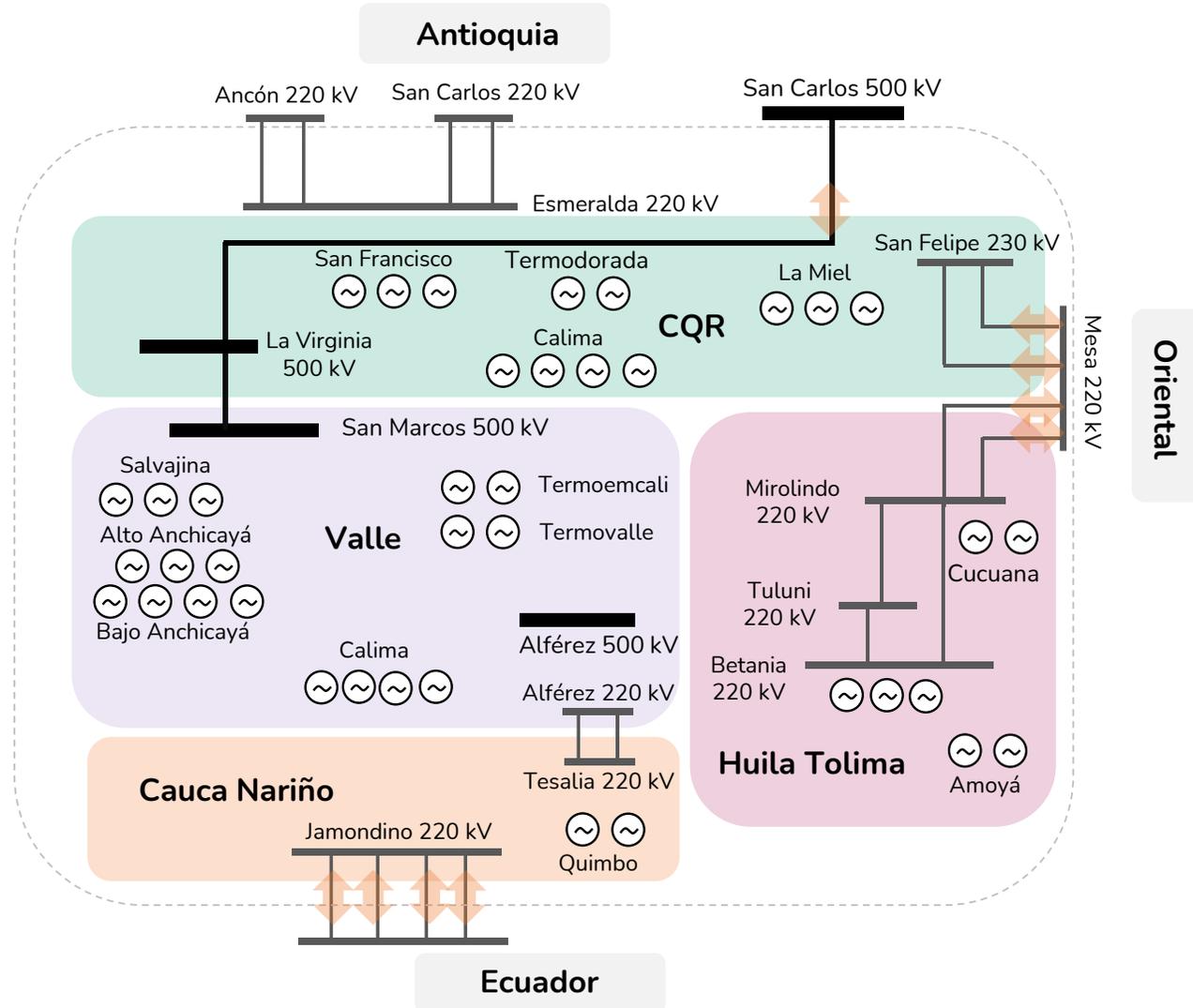
Debe realizarse una correcta gestión de potencia reactiva entre las subestaciones Ancón Sur 110 kV, Envigado 110 kV y Guayabal 110 kV mediante los Taps de los transformadores ubicados en estas, debido a que el flujo por las líneas está altamente influenciado por los DFACTs y por los reactivos intercambiados entre estas subestaciones, en caso de no tener en cuenta este control de tensión, puede presentarse la restricción:

- Ancón Sur-Envigado 110 kV / Ancón Sur-Rodeo 110 kV.

Área Suroccidental



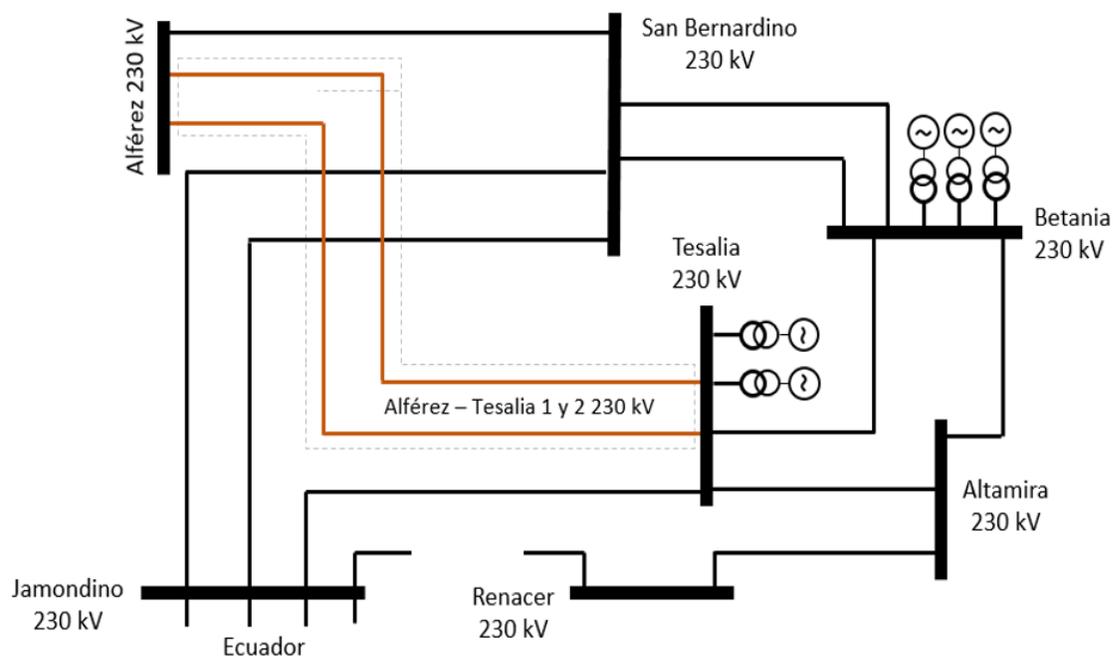
Área Suroccidental – Conexión con otras áreas



Impacto proyectos de expansión
Con FPO 2022 - 2023
Área Suroccidental



PTRA00038 – Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV



Fecha de entrada: 01/11/2022

Impacto: Estos circuitos generan un camino adicional para el flujo de potencia en la subárea Cauca – Nariño influyendo en la disminución de carga a través de las redes a 115 kV de Cauca – Nariño y Huila – Tolima al aumentar el flujo en los circuitos de nivel de 230 kV. Lo anterior ayuda a reducir la criticidad de restricciones asociadas a la red de 115 kV de las subáreas mencionadas, sin embargo, la entrada de este proyecto causa una nueva restricción en escenarios de alta generación en Quimbo y Betania y baja generación en menores del Valle:

Alférez II 1 115 kV - Aguablanca 115 kV / Alférez II - Meléndez 1 115 kV.



PROG00505 – Solar Tepuy



Fecha de entrada: 31/12/2022

Recurso solar de 83 MW de capacidad que se conectará a la subestación Purnio 115 kV

Impacto: En escenarios de generación máxima de Tepuy y de las plantas conectadas en Dorada 115 kV, se evidencia activación de la restricción por sobrecarga del circuito Dorada – Victoria 115 kV ante contingencia del transformador Purnio 230/115 kV.

La fortaleza eléctrica del punto de conexión, medida por el SCR, se encuentra en 4.4 ante condiciones de bajo aporte de corriente de corto en el área.



PROG00533 – Granja Solar Palmaseca



Fecha de entrada: 31/12/2022

Recurso solar de 28 MW capacidad que se conectará a la subestación Palmaseca 34.5 kV.

Impacto: La entrada de este proyecto antes de la puesta en operación de la expansión Estambul 115 kV; en condiciones de máxima generación de la solar Palmaseca y máxima de la generación térmica del área se podría presentar la restricción Guachal - San Marcos 1 115 kV / Guachal - Yumbo 1 115 kV. Esta restricción está asociada también a la condición de desacople de la subestación Guachal 115 kV.

Una vez se tenga en operación los proyectos asociados a Estambul 115 kV se espera que dicha restricción desaparezca.

PTRA00073 - Refuerzo Suroccidental (Etapa 2)

Circuito Alférez - San Marcos 500 kV

Subestación Alférez 500 kV y transformación 500/220 kV



Fecha de entrada: 30/04/2023

Representa un camino para el flujo de potencia adicional a la red de 230 kV y 115 kV de la subárea Valle con Cauca – Nariño, por lo que ayuda a redistribuir los valores de carga de dicha red (con mayor impacto en nivel de 230 kV).

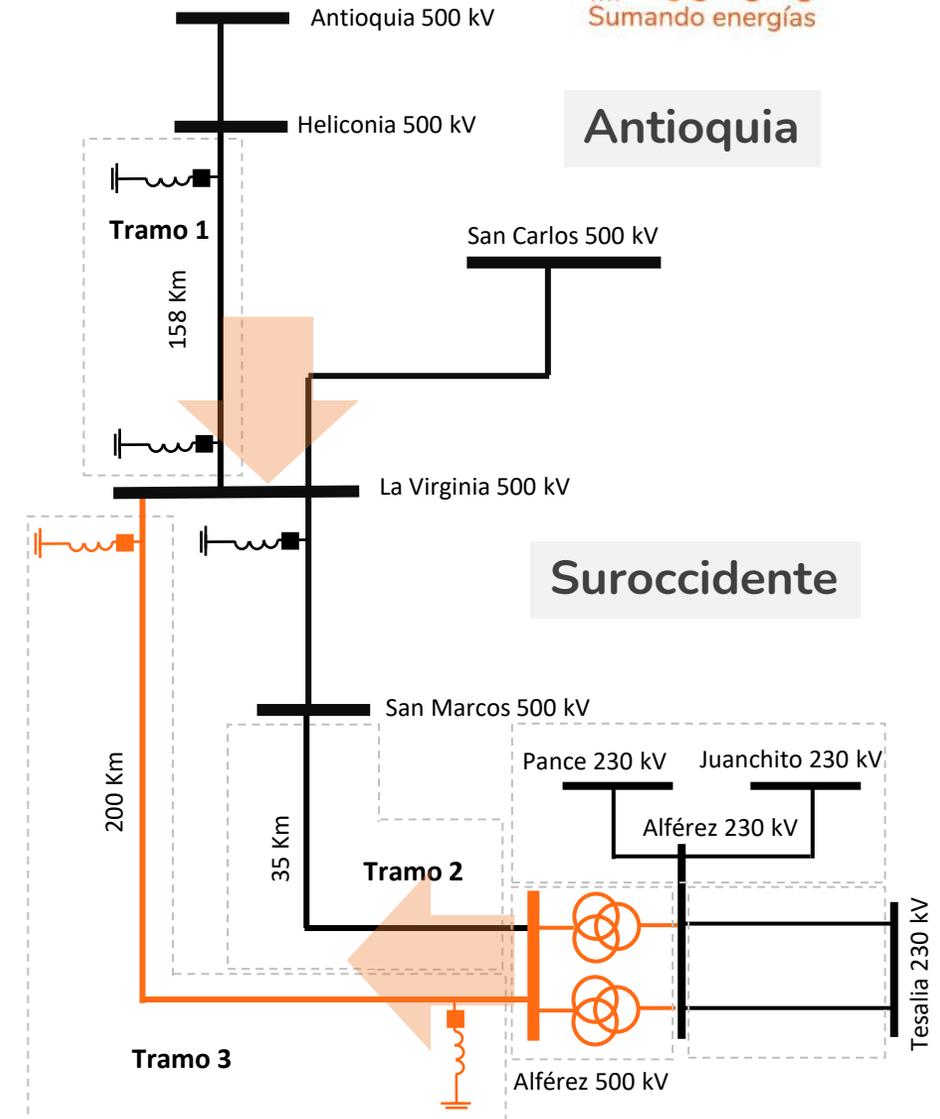
Así mismo, ayuda a descargar los transformadores de La Virginia 500/230 kV y San Marcos 500/230 kV, por lo cual elimina las restricciones asociadas a estos. Sin embargo, se crea la nueva restricción:

- Virginia – San Marcos 500 kV / Virginia 500/230 kV

Se estima que la capacidad de importación a través de San Carlos – Virginia 500 kV + Heliconia – La Virginia 500 kV se incrementa de 560 MW a 600 MW.

La entrada de este proyecto empeora la restricción, que se crea con la entrada del doble circuito Alférez – Tesalia 230 kV, restricción:

- Alférez II 1 115 kV - Aguablanca 115 kV / Alférez II - Meléndez 1 115 kV



PROG01668 - Planta solar Las Marías (99.5 MW)



Fecha de entrada: 31/12/2023

Este recurso se conectará en la S/E El Zaque 115 kV

Impacto: la conexión de este recurso requiere se materialicen los incrementos en las capacidades de transporte en los circuitos de CEDENAR según lo descrito en el proyecto PTR01774, ya que de otra forma, pudiera llegar a empeorar las restricciones actuales de la subárea Cauca – Nariño, en incluso causar un atrapamiento de generación para evitar la materialización de la restricción El Zaque – Popayán 115 kV / El Zaque – San Martín 115 kV; en escenarios de alta generación conectada en la subestación El Zaque 115 kV.

Adicionalmente, la fortaleza eléctrica del punto de conexión, medida por el SCR, se calcula en 2.4 ante condiciones de bajo aporte de corriente de corto en el área. Por ende, se hace un llamado a la revisión de detalle por parte del promotor (Promotora y Generadora De Energías Sostenibles S A S) dado que se podrían tener problemas por inestabilidades en los controladores.

PTRA02552 - Estambul 115 kV y transformación 230/115 kV



Fecha de entrada: 31/12/2023

Mitiga las restricciones asociadas las contingencias de los circuitos Guachal – Yumbo 115 kV, incluida la restricción creada por el incremento de generación interna en el área Valle (sobre todo ante el ingreso de la solar Palmaseca) Guachal - San Marcos 1 115 kV / Guachal - Yumbo 1 115 kV. Sin embargo, ante la nueva configuración topológica de la subárea Valle se crearía la nueva restricción:

- Estambul – Juanchito 1 115 kV \ Estambul - Juanchito 2 115 kV (y viceversa).

La entrada de este proyecto se acompañará con el aumento de nivel de cortocircuito de la subestación Termoyumbo 1 115 kV (40 kA), Juanchito 115 kV y Juanchito 115 kV (220 kV).

Ante entrada de recursos FERNC

- Análisis de fortaleza de red en el SIN
- Priorización de corriente reactiva ante fallas



Evaluación de fortaleza de red a diciembre de 2023 a través de métricas SCR

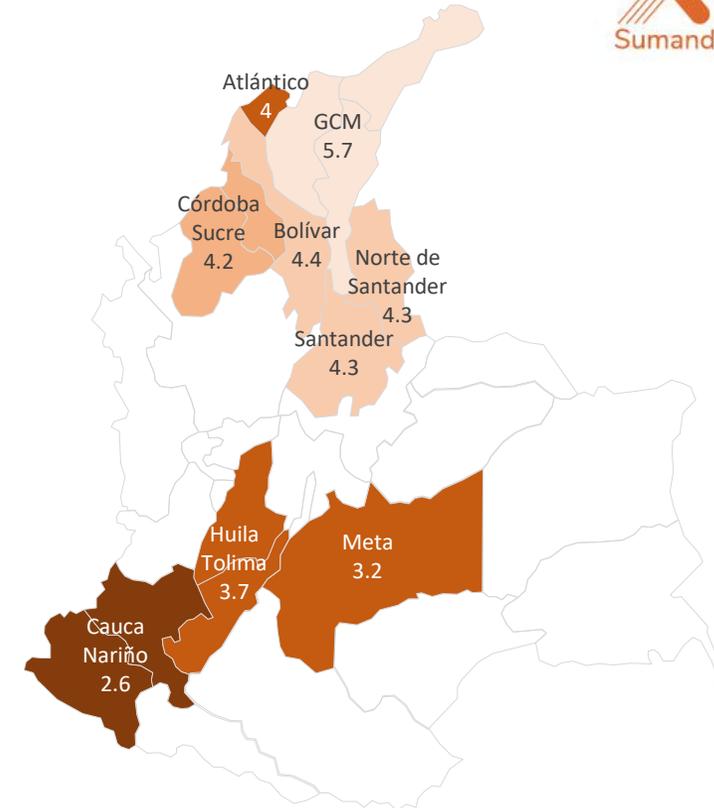


SCR/CSCR

Área / subárea	Proyecto	CEN [MW]	Conexión a:	SCR / CSCR
Caribe / Atlántico	Atlántico			6.4
	Etapa 1: Guayepo (Solar)	200	Sabanalarga 500 kV	
	Etapa 2: Guayepo (Solar)	200	Sabanalarga 500 kV	
	Solar Sabanalarga	200	Sabanalarga 500 kV	
	Atlántico Photovoltaic	199.5	Sabanalarga 500 kV	
Caribe / Bolívar	La Iguana	19,5	Gambote 66 kV	5.6
	Planta Fotovoltaica PN1	9.9	Gambote 13.8 kV	
	Parque Solar Sincerín	9.9	Gambote 34.5 kV	
Oriental / Meta	TRINA-VATIA BSL3	19,9	Puerto Gaitán 34.5 kV	1.9
	TRINA-VATIA BSL2	19,9	Puerto Gaitán 34.5 kV	1.9
	TRINA-VATIA BSL1	19,9	Puerto Gaitán 34.5 kV	1.9
	Bosques Solares de los Llanos 5	17.9	Puerto Gaitán 115 kV	3.3
	Bosques Solares de los Llanos 4	19.9	Puerto Gaitán 115 kV	3.3
Nordeste / Norte de Santander	La Mata	80	Ayacucho 115 kV	4.6
Suroccidente / Cauca - Nariño	Solar Las Marías 99.5 MW	99.5	El Zaque 115 kV	2.5

Tener presente que los valores presentados no son fijos y que se verán afectados ante la entrada progresiva de recursos de generación basada en inversores, por lo que para mantener condiciones seguras de operación se recomienda a la UPME acompañar la entrada de recursos FERN C con la de recursos con aportes de corto circuito.

WSCR



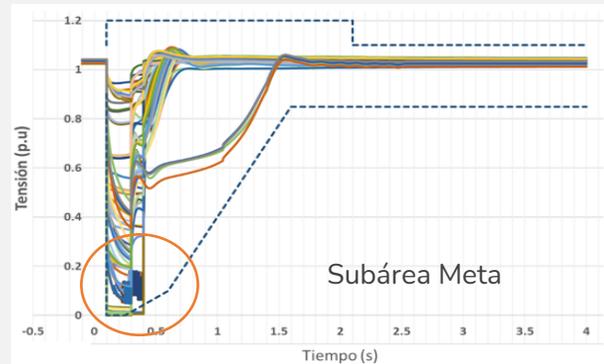
Recomendaciones a la UPME

- Hacer uso de las métricas SCR y WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión y en la evaluación de puntos de conexión.
- Establecer umbrales mínimos de WSCR por subárea o zona de influencia eléctrica, de esta forma brindar herramientas para los estudios de planeamiento operativo para identificar recomendaciones más certeras de la necesidad de equipos con aporte de corto circuito o la capacidad admisible de recursos FERN C por zona de influencia eléctrica o brindar.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR, como pueden ser: compensación síncrona, entre otros.
- Tener presente que para la operación mantener una operación segura y confiable con alta penetración de recursos FERN C, el sistema requiere de cierto grado de fortaleza de red (corto circuito), de no contar con dispositivos que brinden esta función que sean independientes del despacho de generación, se tendrá la necesidad de programar unidades síncronas por seguridad, pudiendo incluso despachar recursos de generación eólicos o solares

Respuesta de Inyección de corriente reactiva durante fallas

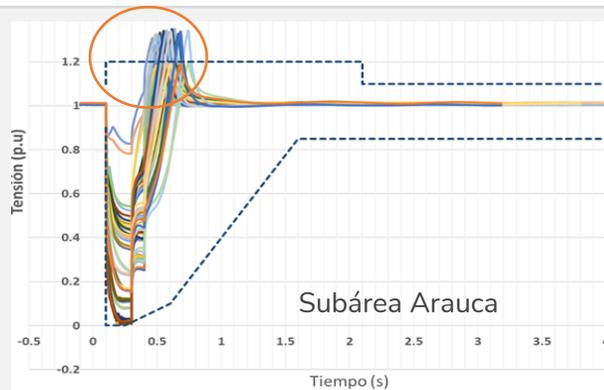


A partir de la información básica suministrada por los promotores de FERNC con FPO diciembre 2023, se simular falla trifásica en los extremos (1% y 99%) de las líneas aledañas a recursos FERNC con CEN > 20 MW y se evalúa la incursión resultante en tensión de los nodos de conexión del STN y STR a partir de la priorización de inyección de corriente reactiva de estos recursos. De los resultados se estima que con un valor de $K=2$ es posible que estos cumplan las curvas VRT definidas en la CREG 060 de 2019, exceptuando en algunos nodos de la subárea Meta y Arauca.



En la respuesta de los recursos FERNC a conectar en Suria 115 kV, se evidencia leve excursión de la tensión por fuera de la curva LVRT ante falla en Santa - Helena Suria 115 kV, lo que podría causar disparo de las plantas, sin embargo, no se observan salidas masivas de generadores, ni inconvenientes con la eventual salida de la misma, quedando además la tensión dentro de los límites seguros de operación.

Se recomienda al promotor revisar esta situación con simulaciones de mayor detalle desde el punto de vista del impacto en la planta, ya que el impacto en el sistema interconectado está dentro de lo esperado con el diseño de las curvas VRT.



Para los recursos FERNC conectados a Caño Limón 34.5 kV, se realizó sensibilidad al factor K con valores entre 0 y 2, evidenciándose excursión de la tensión por fuera de la curva HVRT ante fallas en varios circuitos, lo que podría causar disparo de las plantas, sin embargo, no se observan salidas masivas de generadores, ni inconvenientes con la eventual salida de las mismas, lo que es el comportamiento esperado desde el punto de vista sistémico.

Se recomienda a los promotores de proyectos FERNC que se conectaran a este nodo, realizar simulaciones de detalle para el adecuado ajuste de sus controladores y su interacción con el SVC de Caño Limón.

- Los resultados presentados son preliminares y serán reevaluados conforme se tenga más información del recurso (modelo y red de conexión al sistema)
- Se recomienda a los promotores de los proyectos FERNC evaluar en detalle el comportamiento de la tensión durante falla y post falla (curvas LVRT y HVRT CREG 060 de 2019) a partir del modelo preliminar de la planta e información de detalle de la red de conexión



-  XMSAESP
-  XM_SA_ESP
-  XM Filial de ISA
-  XM SA ESP