

Segundo Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo 2022

Dirección Planeación de la Operación - CND



Antioquia

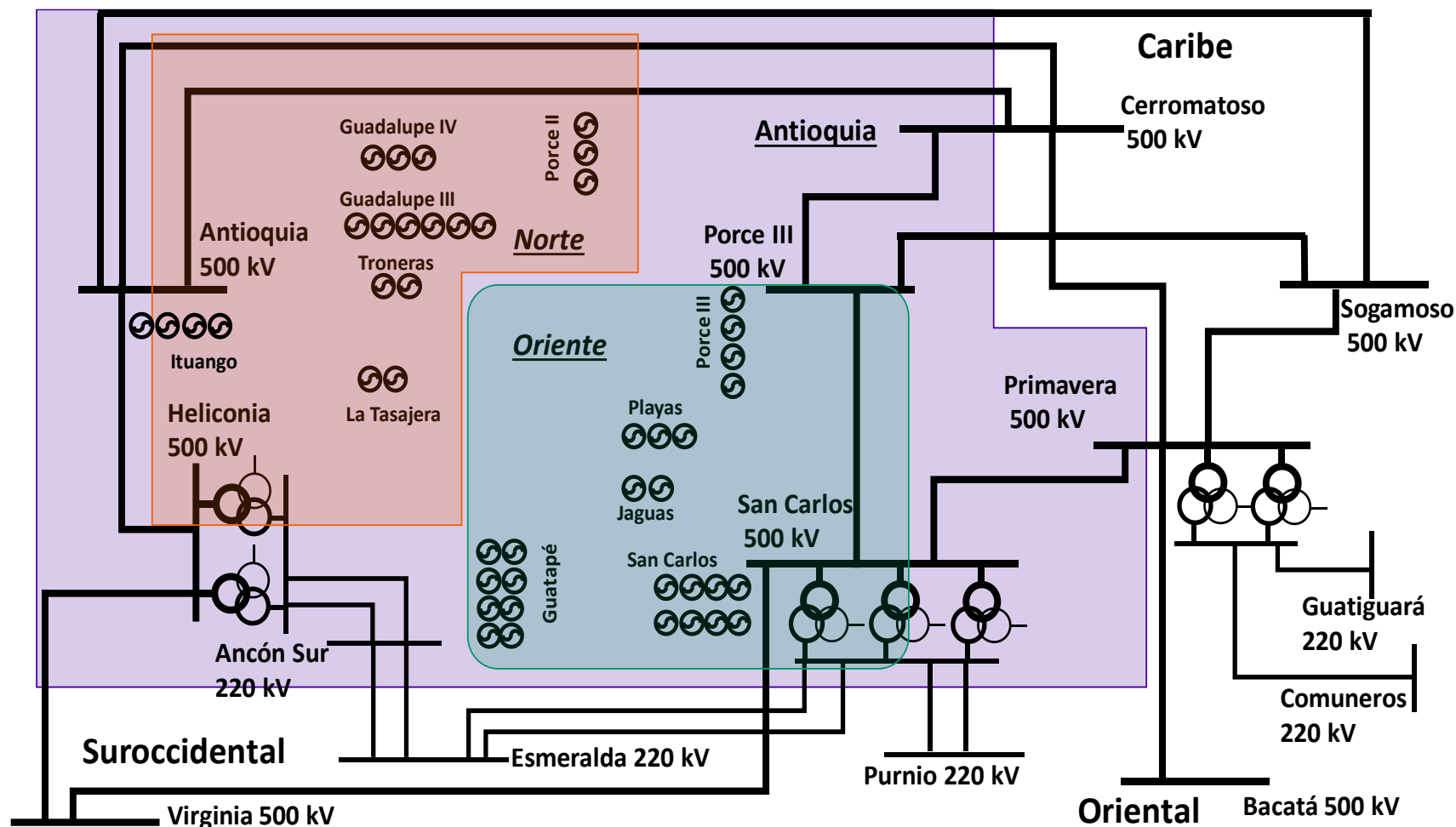


xm
Sumando energías

Descripción del área



A inicio del 2024, el área Antioquia contará con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 7700 MW, de los cuales, el 8% (620 MW) corresponde a recursos con CEN menor a 20 MW.



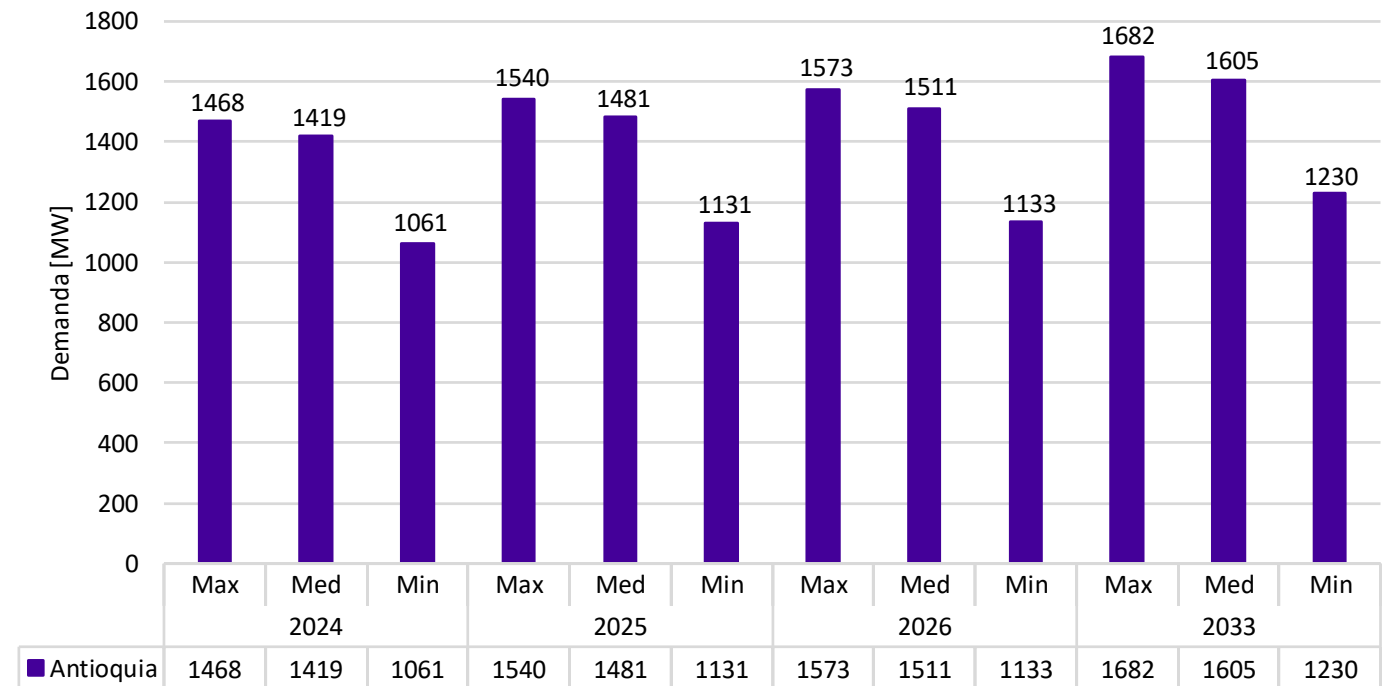
Supuestos y consideraciones



La línea Apartadó – Caucheras 110 kV opera normalmente abierta en el extremo de Caucheras 110 kV. Para evitar salida en cascada de elementos de red y disminuir la carga a desatender ante contingencia sencilla.

Para demandas del área inferiores a 1700 MW el área Antioquia no requiere programación de unidades equivalentes para soporte de tensión.

Demanda prevista para el área Antioquia

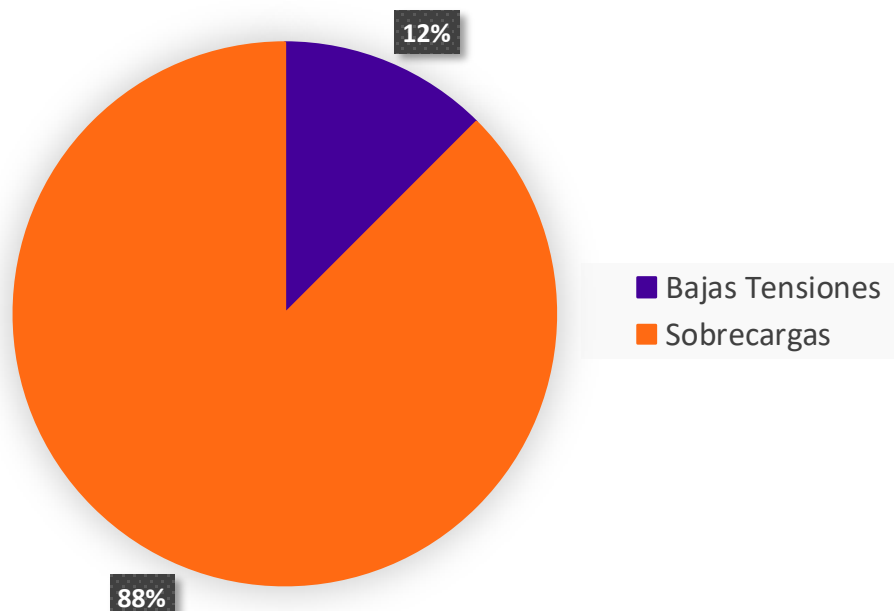


Restricciones 2024



8

Restricciones área Antioquia



Limitación de generación

- Barbosa – Guatapé 230 kV
- Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV



Baja tensión

- Bolombolo - Barroso 110 kV
- Virginia – Cértegui 110 kV



Restricciones del STR

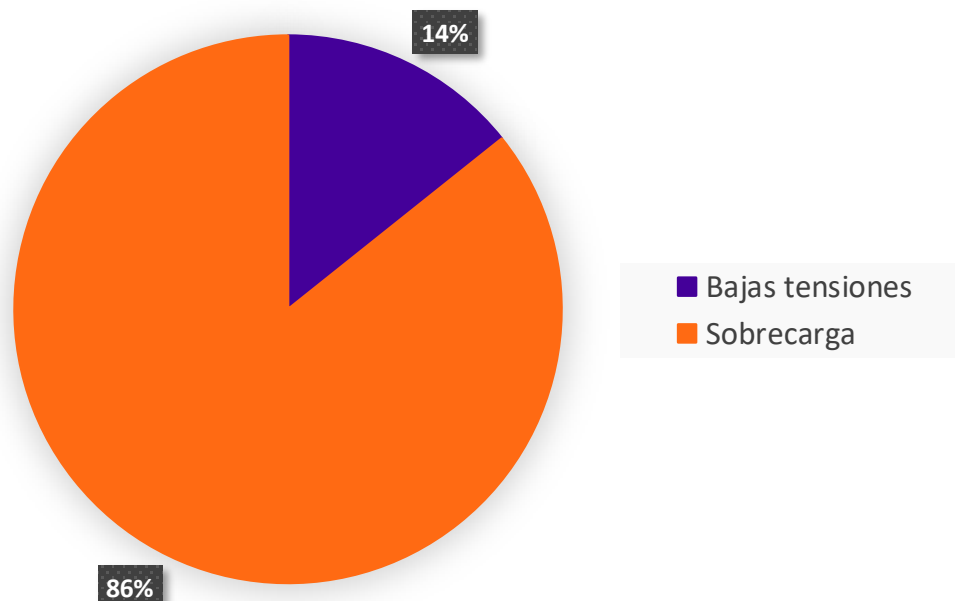
- Barbosa - La Tasajera 1 220 kV / Barbosa - Girardota 1 110 kV
- Calizas – Río Claro 1 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV

Restricciones 2033



7

Restricciones área Antioquia



Limitación de generación

- Barbosa – Guatapé 230 kV
- Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV



Baja tensión

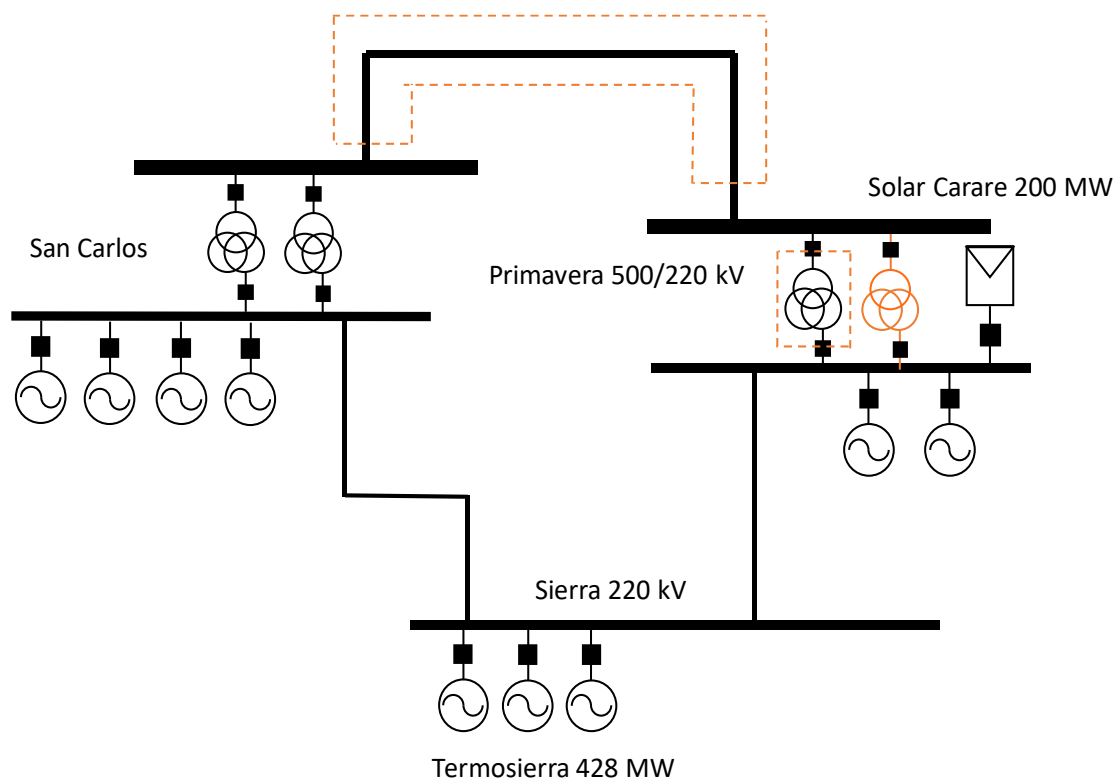
- Bolombolo - Barroso 110 kV
- Virginia – Cértegui 110 kV



Restricciones del STR

- Barbosa - La Tasajera 1 220 kV /
Barbosa -Girardota 1 110 kV

Impacto de proyectos



PTRA03852 Transformador 2 Primavera 500/230 kV

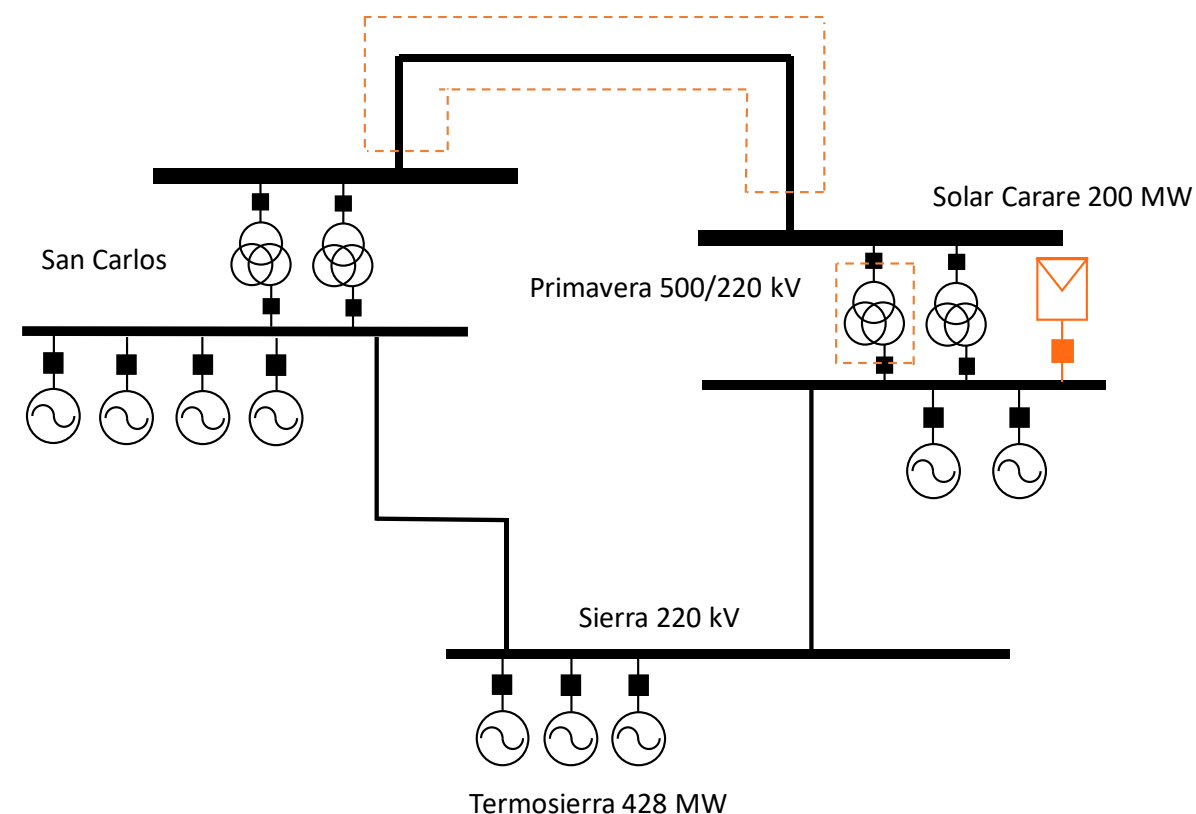
- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** segundo transformador Primavera 500/230 kV de 450 MVA
- **FPO:** 30/06/2024
- **Impacto:** la entrada en operación del segundo transformador Primavera 500/220 kV elimina la restricción San Carlos – Primavera 500 kV / Primavera 220/500 kV, permitiendo evacuar mayor generación desde el área Antioquia hacia Caribe, Nordeste y Oriental principalmente en los periodos de demanda media y permitiendo la conexión del proyecto solar Carare de 200 MW sin que se presenten sobrecargas ante N-1 de Primavera – San Carlos 500 kV.

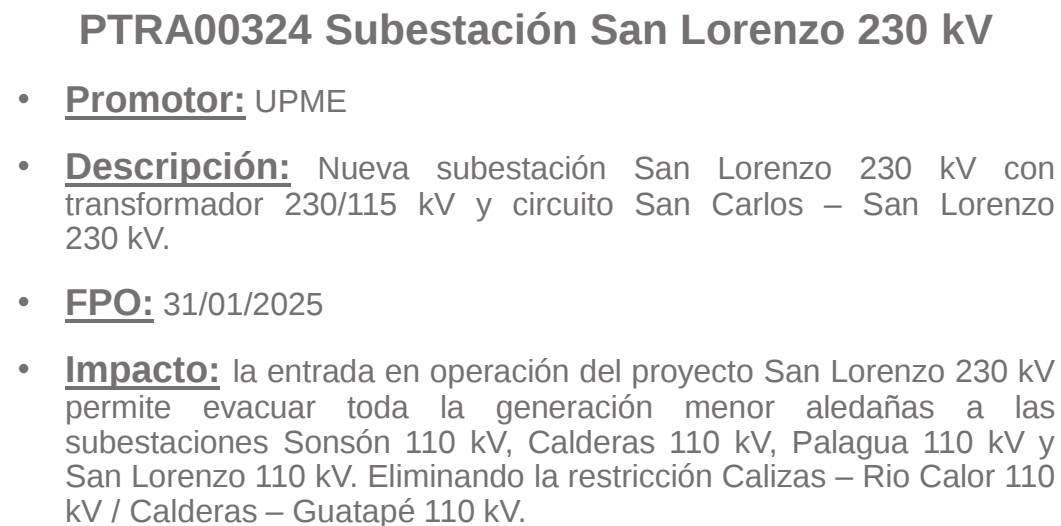
Impacto de proyectos



PROG04748 Proyecto Solar Carare 200 MW

- **Promotor:** ABO Wind Renovables Colombia S.A.S.
- **Descripción:** Proyecto solar de 200 MW con punto de conexión en Primavera 220 kV
- **FPO:** 01/01/2024
- **Impacto:** la entrada en operación de la planta solar Carare 200 MW no implica la aparición de nuevas restricciones en el área, no obstante, es importante que el proyecto Primavera 2 500/230 kV (30/06/2024) este en operación antes, para evitar así el agravamiento de la restricción San Carlos – Primavera 500 kV / Primavera 1 230/500 kV.



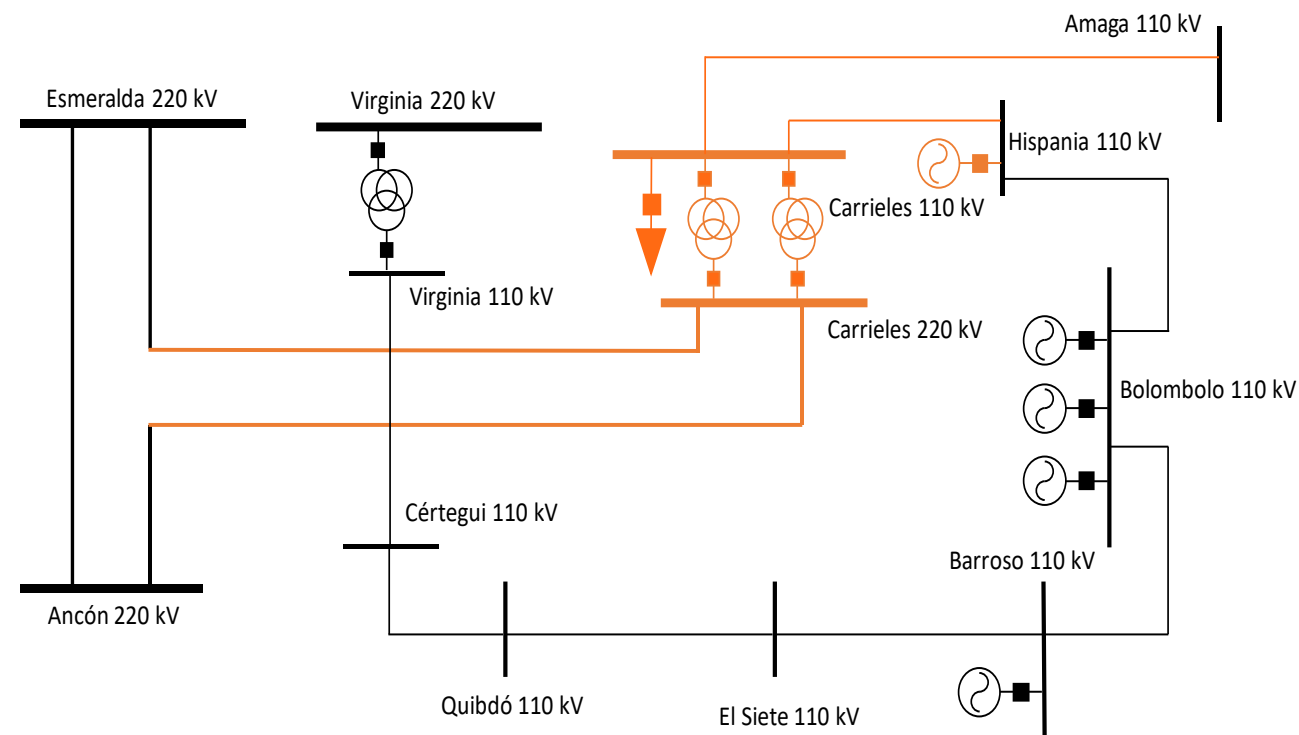


Impacto de proyectos

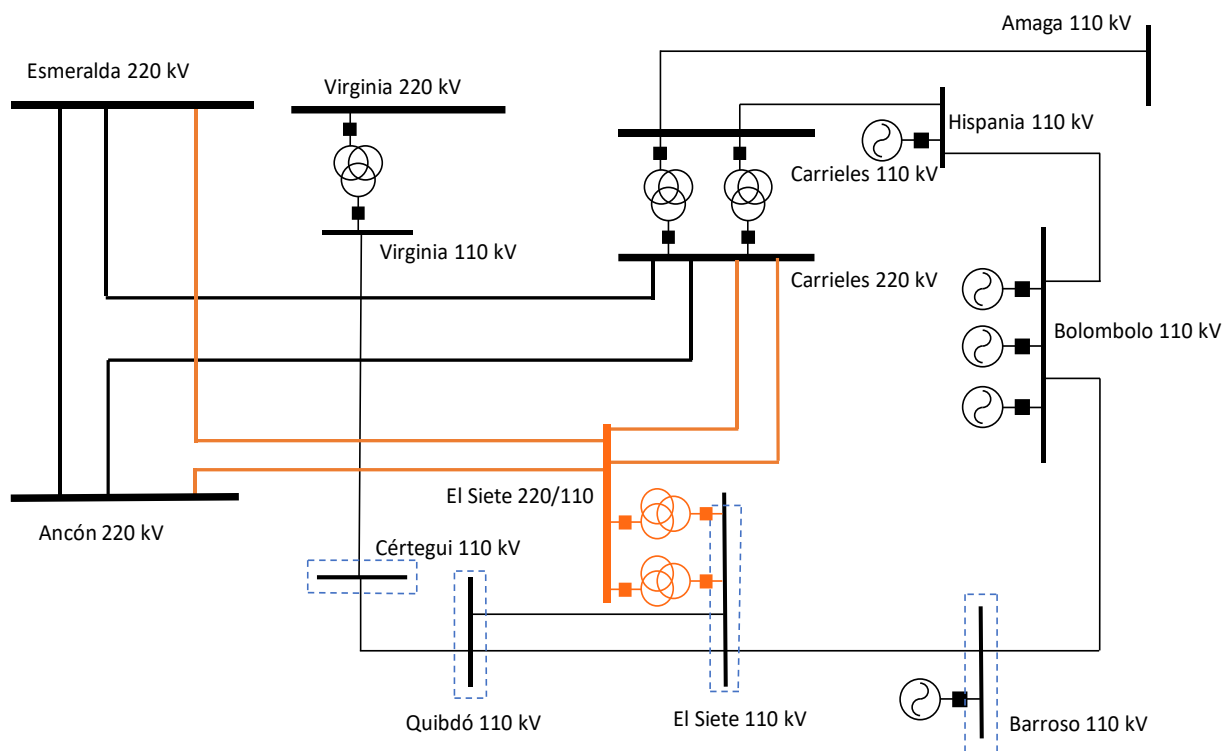


PTRA00476 UPME 03-2021 Subestación Carrieles 230 kV y Carga Quebradona

- **Promotor:** INTERCOLOMBIA
- **Descripción:** La subestación Carrieles 230 kV, reconfigura el circuito Ancón Sur ISA - Esmeralda 230 kV en Ancón Sur ISA - Carrieles 230 kV y Carrieles - Esmeralda 230 kV. Conexión de carga Quebradona de 58 MW en Carrieles 220 kV..
- **FPO:** 31/01/2025
- **Impacto:** la entrada de carrieles 220 kV y 110 kV mitiga la condición de baja tensión en el corredor Virginia – Cértégui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 110 kV ante contingencia del extremo virginia – Cértégui 110 kV, sin embargo, no se mitigan las bajas tensiones en este mismo corredor ante la contingencia de Bolombolo – Barroso 110 kV. Adicionalmente, este proyecto permite atender la demanda existente y futura de forma confiable al eliminar la condición radial de Hispania – Bolombolo 110 kV y disminuir la carga de los circuitos existentes, ya que, si bien no existen restricciones, sí se presentan altas cargas ante N-1 (Amagá - Ancón 2 110 kV / Amagá - Ancón 1 110 kV > 85% / 100%). Ojo el unifilar dice 230/115



Impacto de proyectos



PTRA00363 Subestación El siete 220/110 kV (Atrato) - Suspendido

- **Descripción:** Doble circuito Esmeralda – El Siete 220 kV y doble circuito Carreles – El siete 220 kV con doble transformación El Siete 220/110 kV.
- **Impacto:** Con la entrada en operación de El Siete 220/110 kV se eliminan las bajas tensiones en el corredor Cértégui – Barroso 115 kV. También se elimina el requerimiento de unidades equivalentes en toda el área Antioquia cuando entra en conjunto con el proyecto carreles 220 kV. Se recomienda a la UPME definir nuevos proyectos de expansión que impacte de manera similar la problemática de bajas tensiones de la red de DISPAC.

Fortaleza de la red con métricas SCR

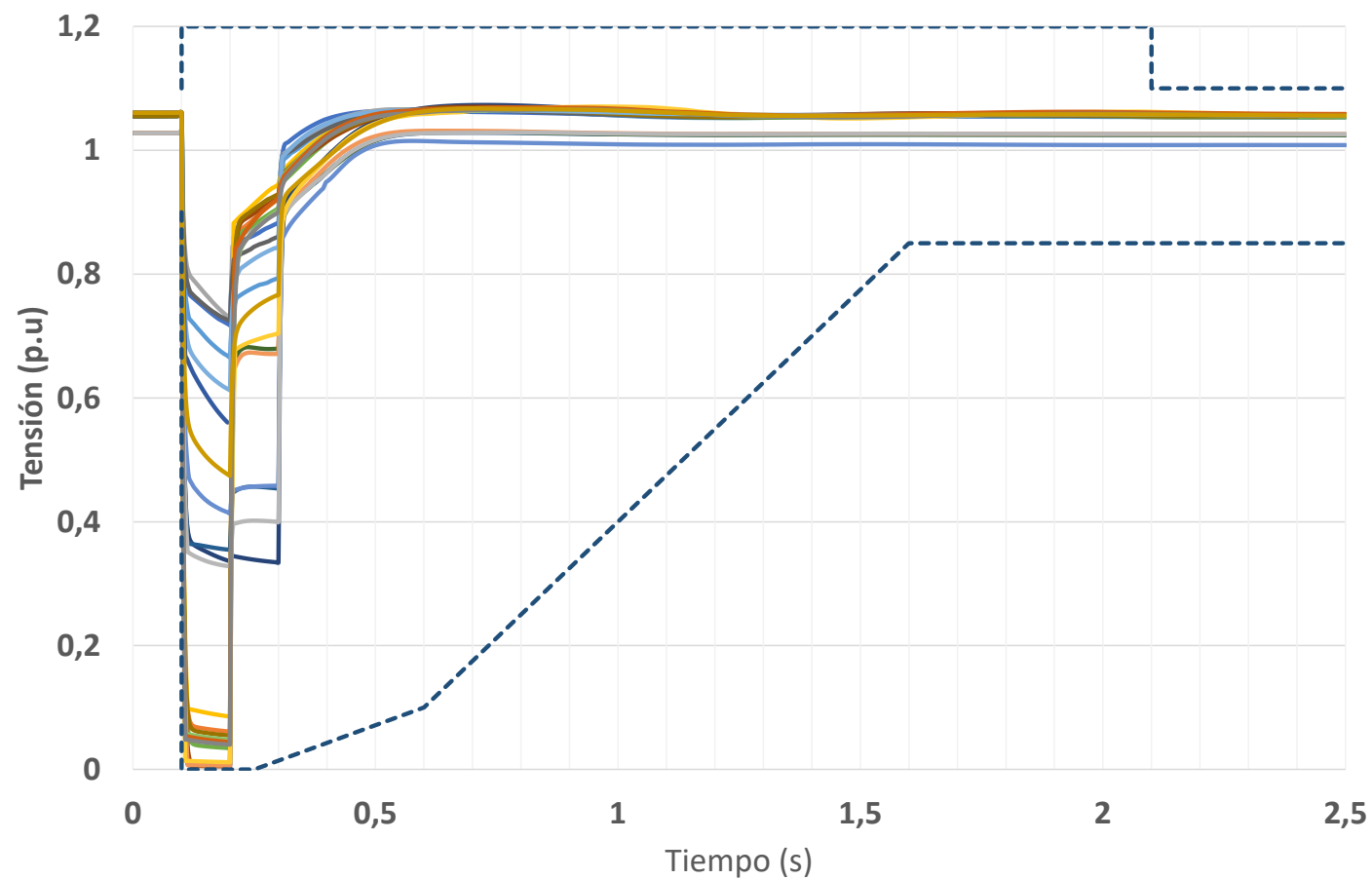


Proyecto	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR*	WSCR*
Carare	200	Primavera 230 kV	42.6 – 36.7	26.2-24.9
Portón del sol	100	Sierra 230 kV	71.7 – 64.6	
Manglares	100	Urabá 110 kV	9.8 – 7.5	10.5-7.9
Total FERNC	400	-	-	-

**Se presentan los valores de SCR y WSCR ante N-1 y en red completa.*

A partir de los resultados, se resalta que el área Antioquia presenta valores de WSCR cercanos a 8 y SCR superiores a 10, por lo que no se identifican problemas de red débil.

Análisis de inyección rápida de reactivos



Conclusiones



Restricciones

A pesar de que la mayoría de las restricciones del área Antioquia permanecen en todo el horizonte de análisis, la flexibilidad del área es siempre superior al 90%.



Fortaleza de red – SCR

A partir de los resultados, se resalta que el área Antioquia presenta valores de WSCR cercanos a 8 y SCR superiores a 10, por lo que no se identifican problemas de red débil.



Requerimiento de unidades

Para demandas inferiores a 1700 MW el área Antioquia no requiere de programación de unidades equivalentes para el control de tensión. En el horizonte de análisis no se espera se supere dicha demanda.



Inyección de reactivos

Con base en el comportamiento observado en la figura anterior, se estima que no existirían problemas para el cumplimiento de las curvas FVRT estipuladas en la CREG 060 del 2019 en los recursos de Antioquia.



Límite de importación

El área Antioquia no cuenta con límite de importación gracias a su conexión con todas las áreas del SIN.



Otras

El proyecto el Siete 230 kV y transformadores asociados eliminaba la condición de baja tensión en la red de Dispac, sin embargo, este proyecto fue suspendido y a la fecha no se tiene un nuevo proyecto que tenga un impacto similar.

Caribe

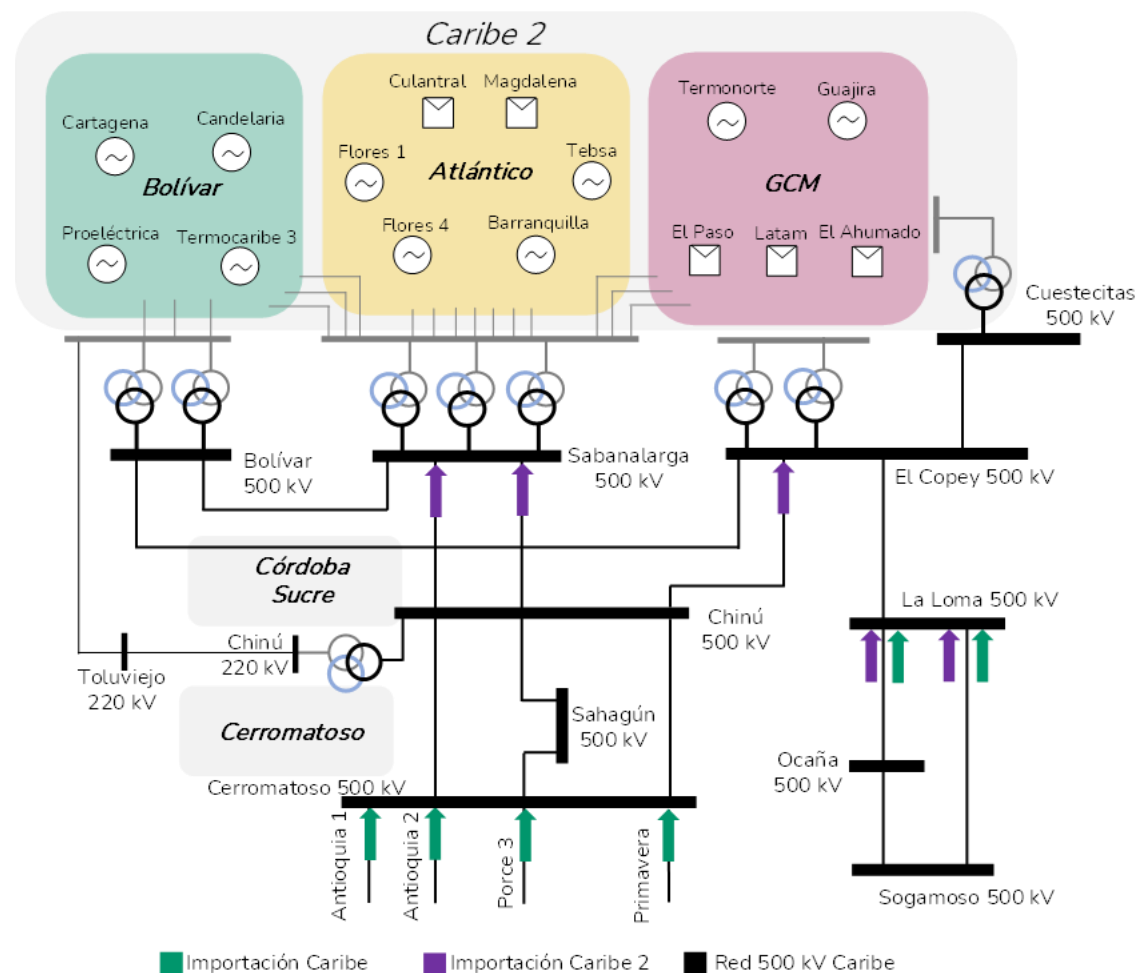


xm
Sumando energías

Descripción del área



El área Caribe está compuesta por las subáreas Atlántico, Bolívar, Guajira – Cesar – Magdalena (GCM), Córdoba – Sucre y Cerromatoso. Actualmente, el área Caribe cuenta con una capacidad instalada de 3297 MW entre plantas térmicas (2959 MW) e hidráulica (338 MW). Para finales de 2023, la capacidad instalada esperada para el área Caribe será de 3766 MW adicionales, entre proyectos de plantas eólicas (1282 MW), solares (2001 MW) y térmicas (483 MW).



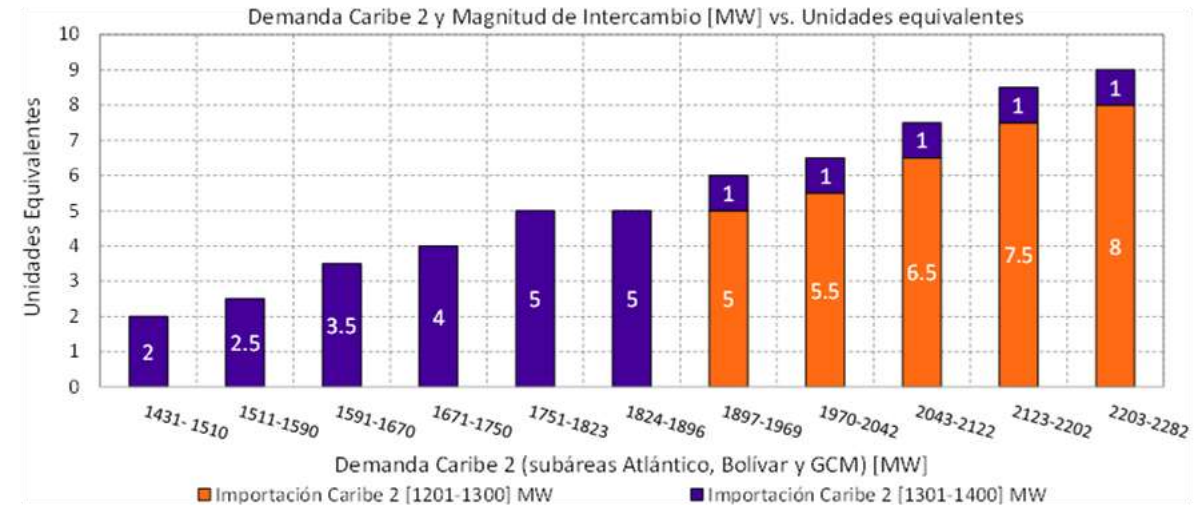
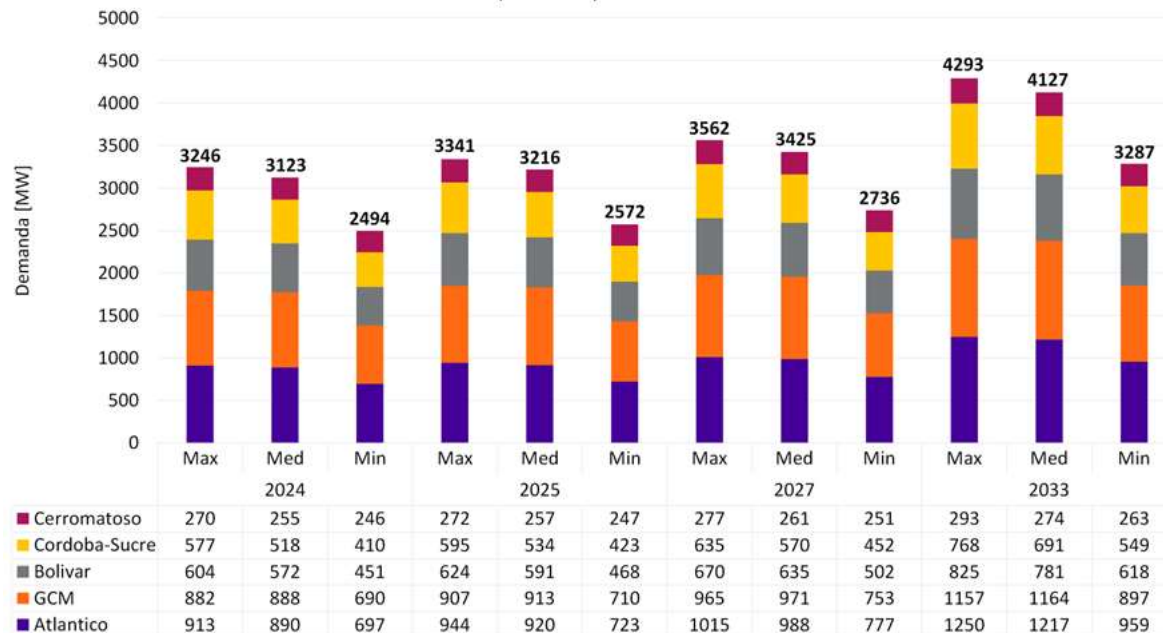
Supuestos y consideraciones



Consideraciones topológicas:

- Cerrada la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV una vez se aumenta la capacidad de los circuitos Bolívar – Bayunca 66 kV y Villa Estrella – Bolívar 66 kV (diciembre 2022).
- Abierta la línea Gambote – TCalamar 66 kV en Gambote 66 kV para evitar sobrecarga en estado estacionario del circuito Ternera – Gambote 66 kV hasta el ingreso de Carreto 66 kV (septiembre 2024).
- Cerrados reactores de línea Chinú – Sabanalarga 1 y 2 500 kV en Sabanalarga 500 kV.

Demanda prevista para el área Caribe

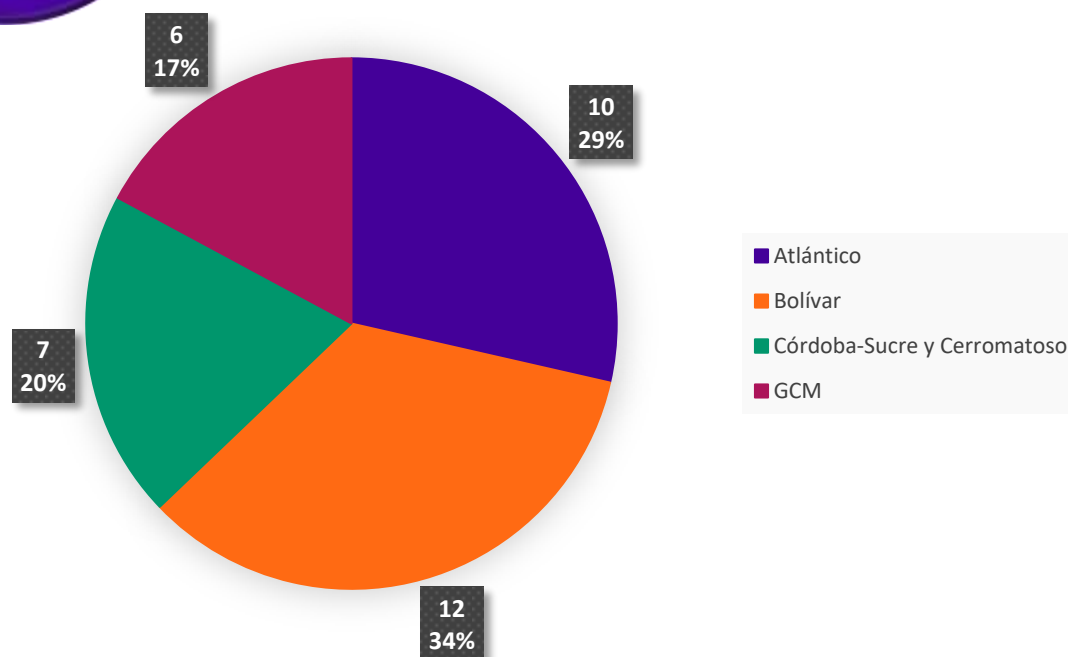


Restricciones 2024



35

Restricciones área Caribe



Agotamiento de red



- Posterior al ingreso de las convocatorias SAEB y UPME STR 02-2019 Atlántico se continúan identificando las siguientes restricciones a nivel 110 kV
- Oasis – Silencio 110 kV / Oasis – Centro 110 kV
- Termoflores I – Oasis 110 kV / Termoflores II – Oasis 110 kV
- Termoflores II – Oasis 110 kV / Termoflores I – Oasis 110 kV

Limitación de demanda



- Desatención de demanda en algunas sobrecargas de circuitos en las subáreas Bolívar, Córdoba-Sucre y Atlántico ante contingencias sencillas

Otras restricciones



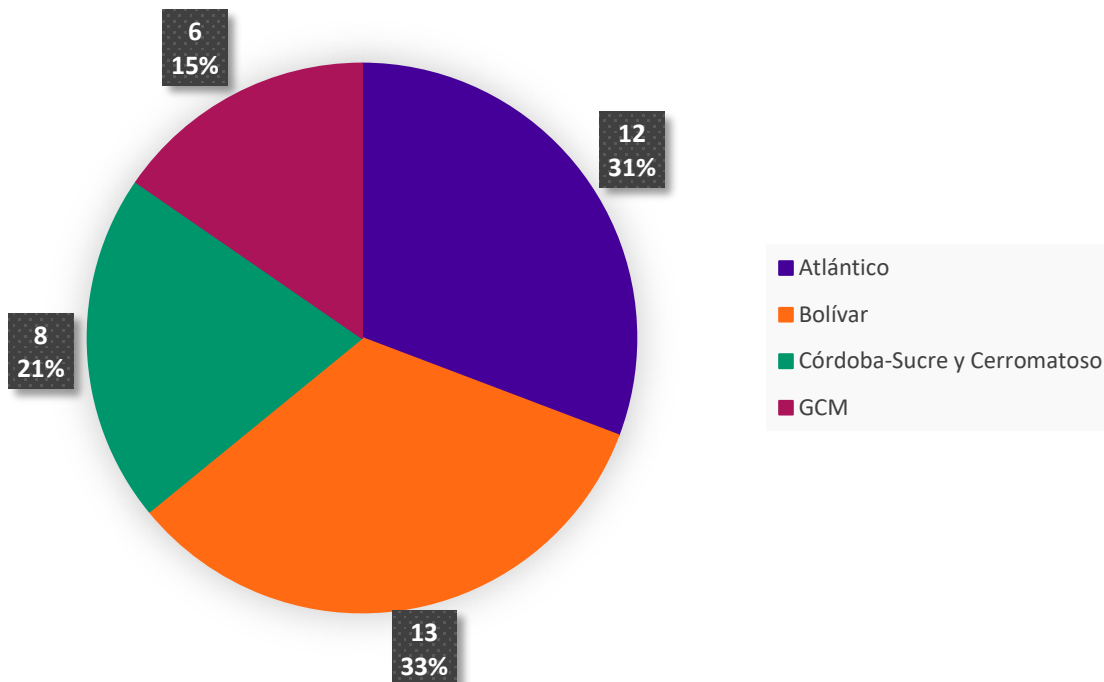
- Se requieren balances de generación para el control de restricciones en las diferentes subáreas Atlántico, Córdoba –Sucre y GCM

Restricciones 2033

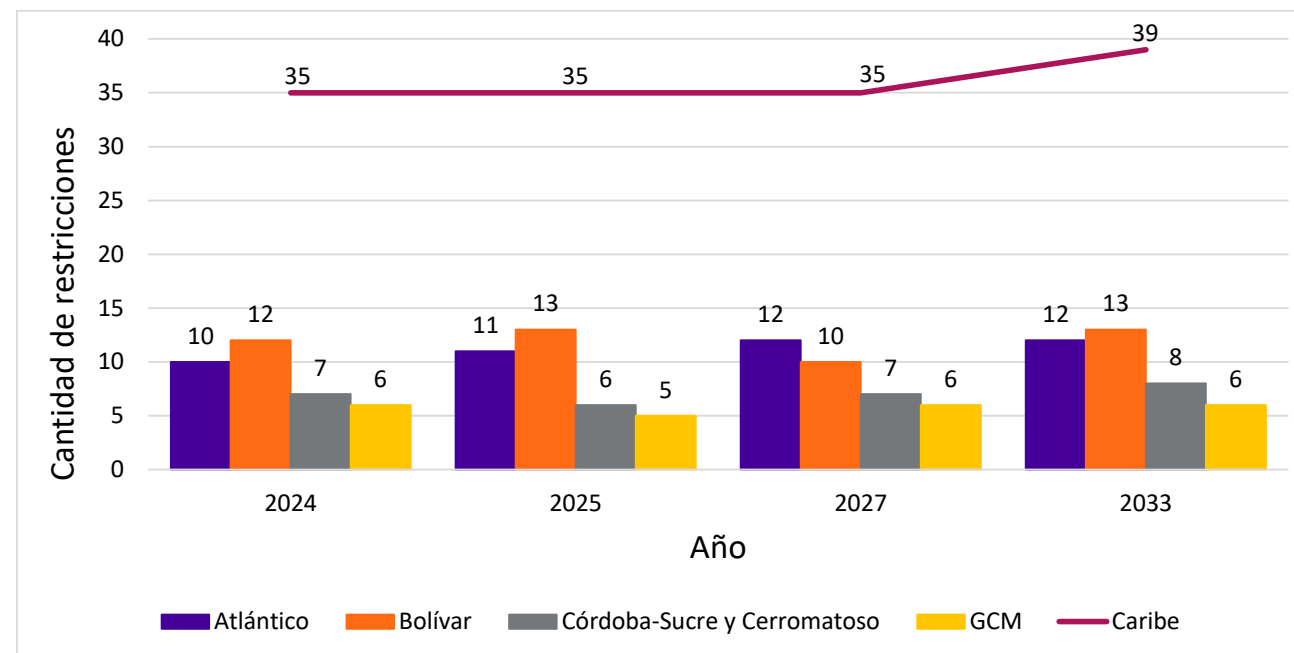


39

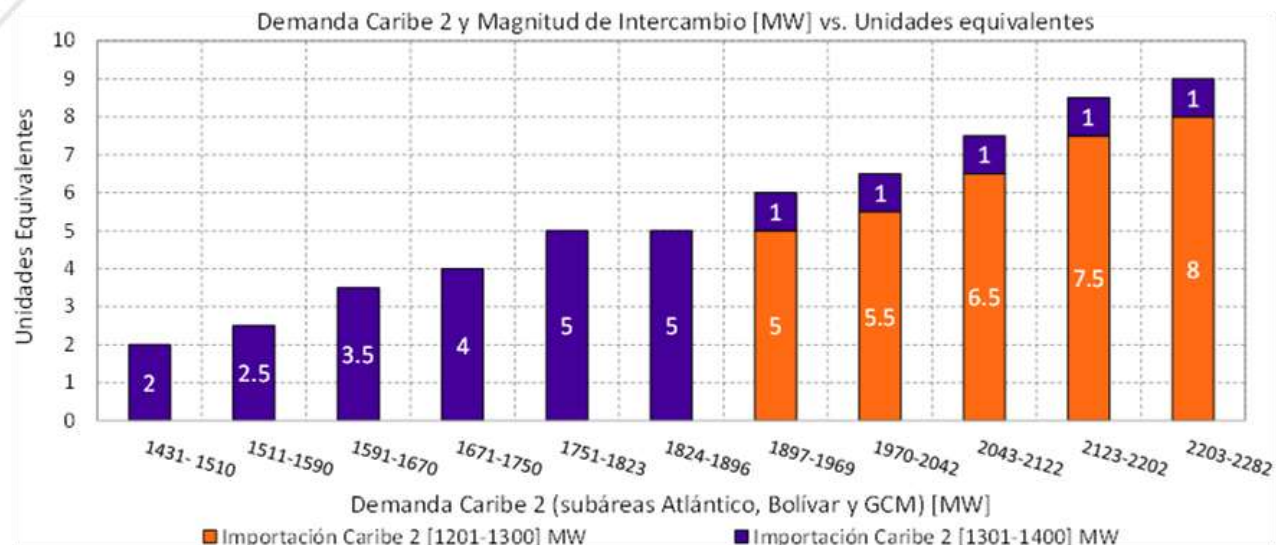
Restricciones área Caribe



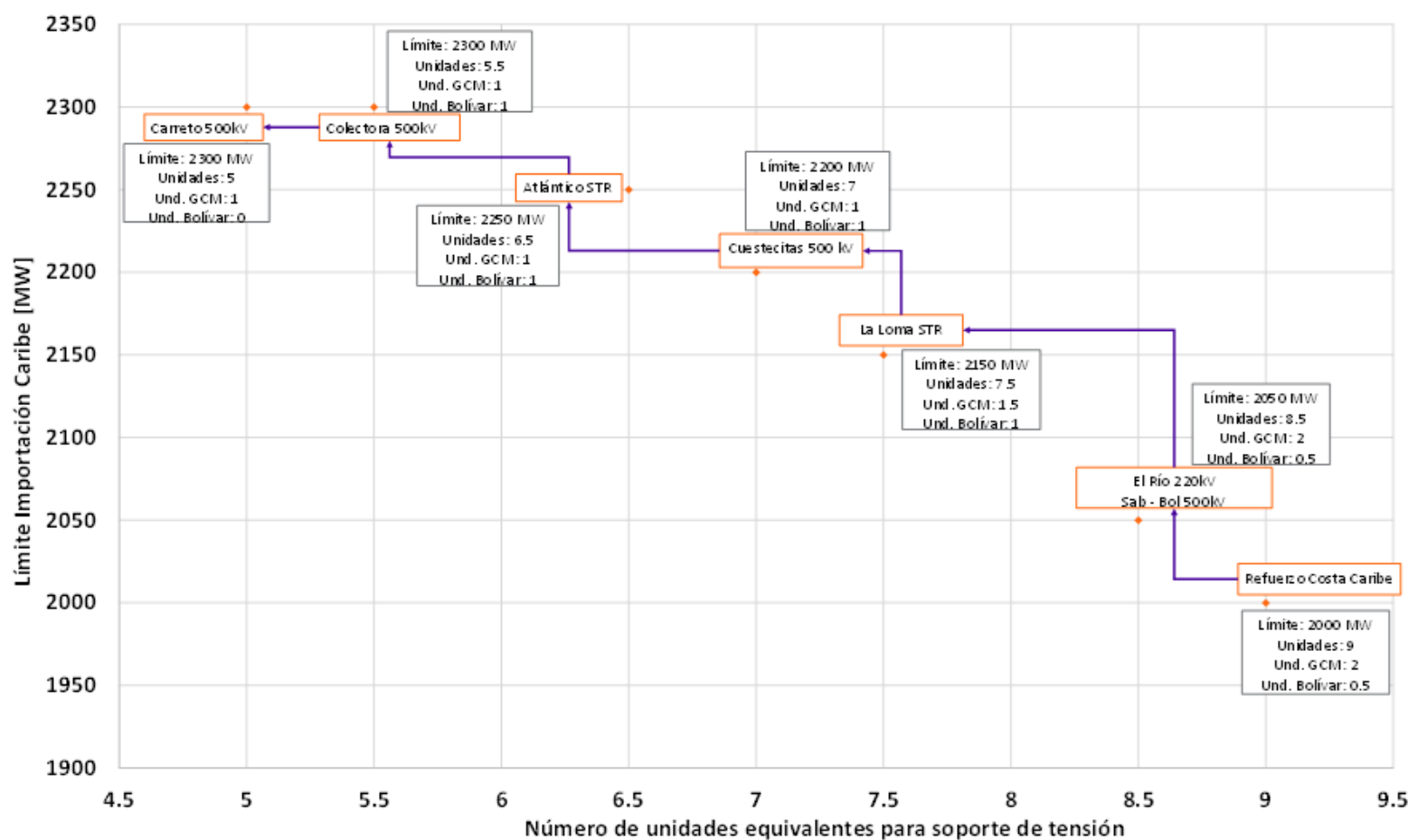
Evolución de restricciones 2024 a 2033



Requerimiento de unidades

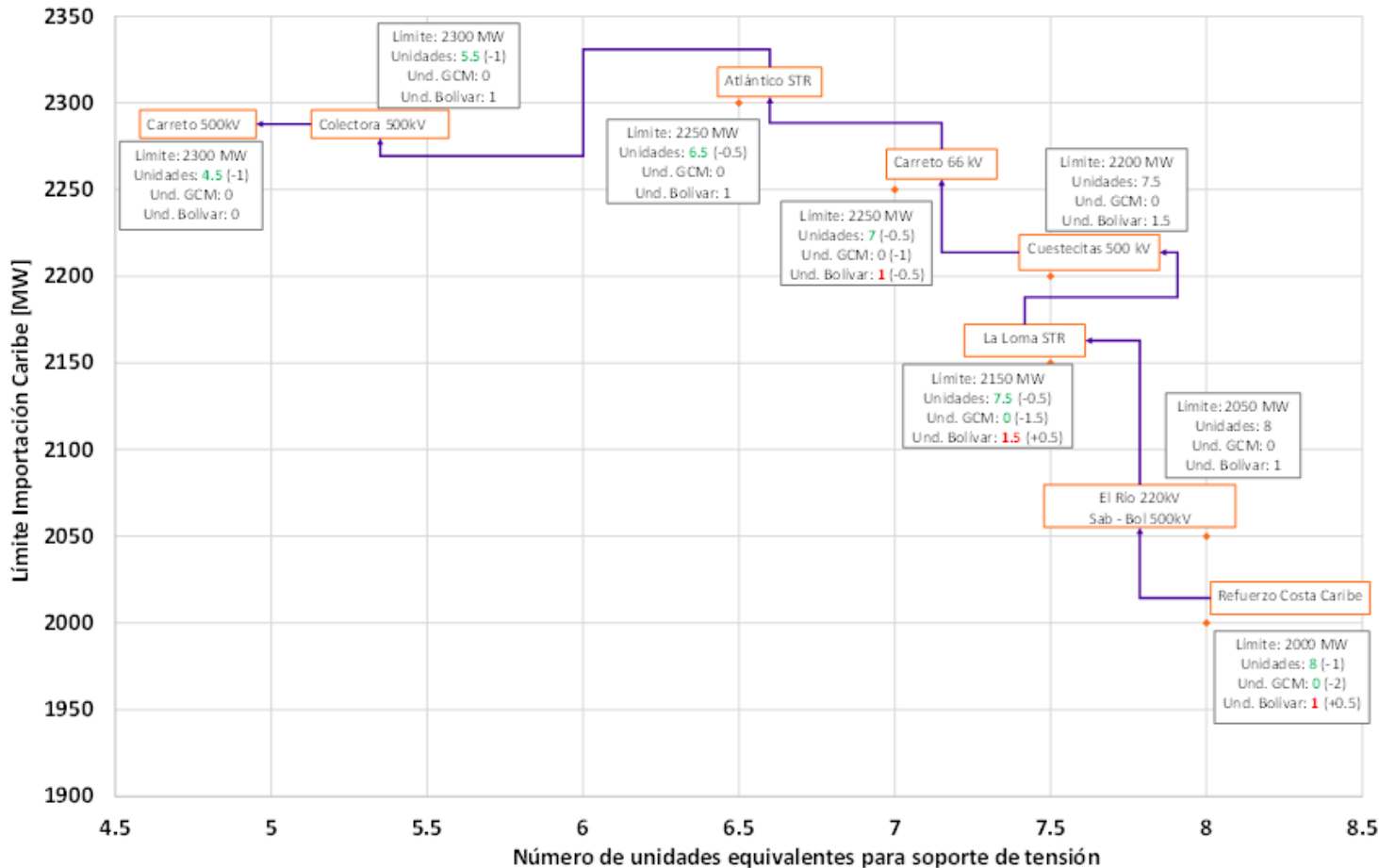


Límite de importación



El límite de importación del área Caribe con el ingreso de los proyectos de transmisión se incrementa de **2000 MW** a **2300 MW**. Además, se observa una disminución en el requerimiento del mínimo número de unidades de **9** a **5** unidades equivalentes. En la subárea GCM se elimina el requerimiento de **1** unidad equivalente y para la subárea Bolívar se elimina el requerimiento de unidades equivalentes.

Límite de importación – Sensibilidad compensación sincrónica



Instalación de compensación sincrónica en las siguientes subestaciones y capacidades:

- Cuestecitas 220 kV de 40 Mvar
- Valledupar 220 kV de 40 Mvar
- Riohacha 110 kV de 20 Mvar
- Guatapurí 110 kV de 20 Mvar
- La Jagua 110 kV de 20 Mvar
- El Banco 110 kV de 20 Mvar
- Santa Marta 110 kV de 20 Mvar

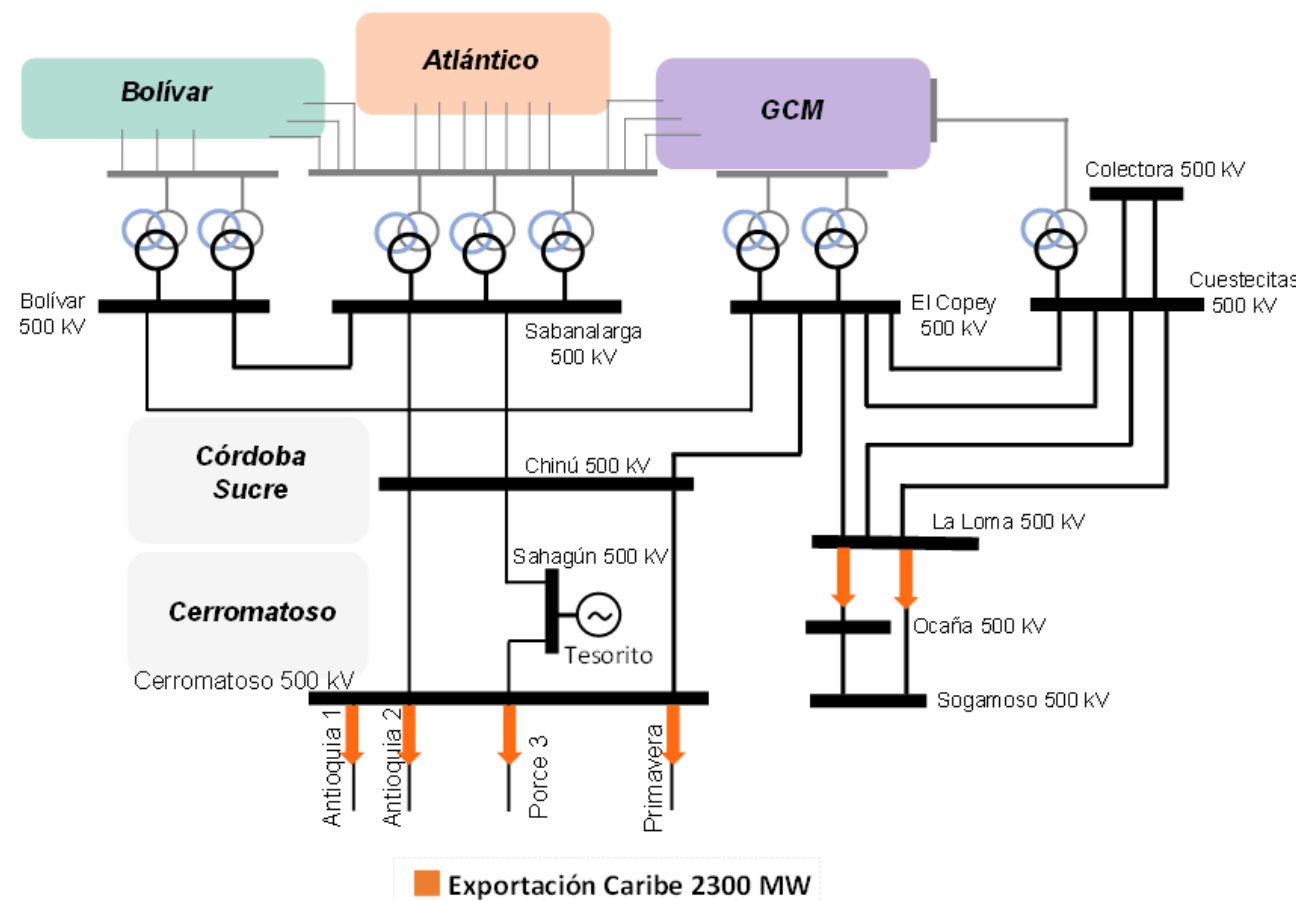
Con la instalación de las compensaciones sincrónicas en la subárea GCM, se logra reducir **1** unidad equivalente para el área Caribe, según la evolución de los proyectos. Además, se elimina el requerimiento de unidades equivalentes en las subáreas Bolívar y GCM.

Límite de exportación

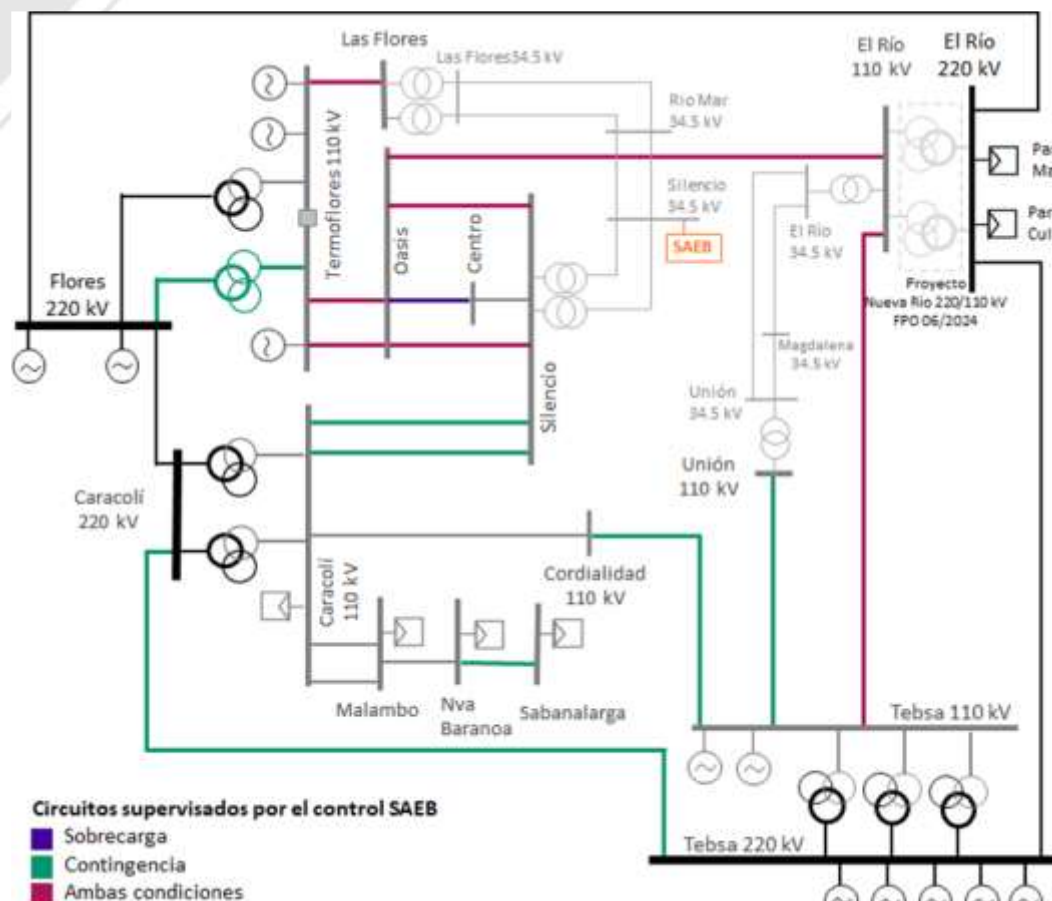
Con los proyectos de transmisión a 2025 el límite de exportación del área Caribe es de 2400 MW, a través de la red de 500 kV (Cerromatoso – Antioquia 1 y 2 500 kV, Cerromatoso – Primavera 500 kV, Cerromatoso – Porce 3 500 kV, La Loma – Ocaña 500 kV y La Loma – Sogamoso 500 kV)

Las restricciones que se identifican con un valor de exportación alto son las siguientes

- Nueva San Juan – San Juan 1 110 kV / Nueva San Juan – San Juan 2 110 kV.
- Nueva San Juan – San Juan 2 110 kV / Nueva San Juan – San Juan 1 110 kV.
- San Juan – Valledupar 220 kV / San Juan 220/110 kV.
- Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 2 220 kV.
- Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV.
- Flores – Nueva Barranquilla 1 220 kV / Flores – Nueva Barranquilla 2 220 kV.
- Flores – Nueva Barranquilla 2 220 kV / Flores – Nueva Barranquilla 1 220 kV.
- Tebsa – Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa – Sabanalarga 1 220 kV.
- Tebsa – Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa – Sabanalarga 2 220 kV.

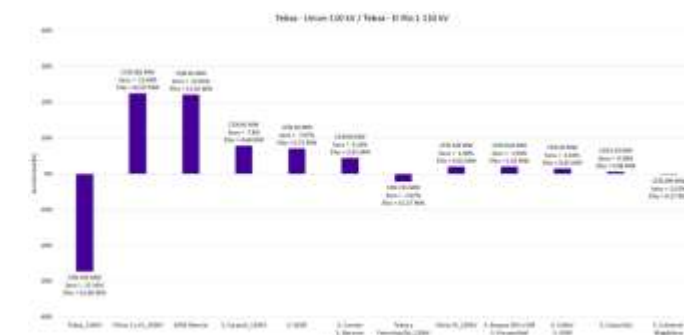
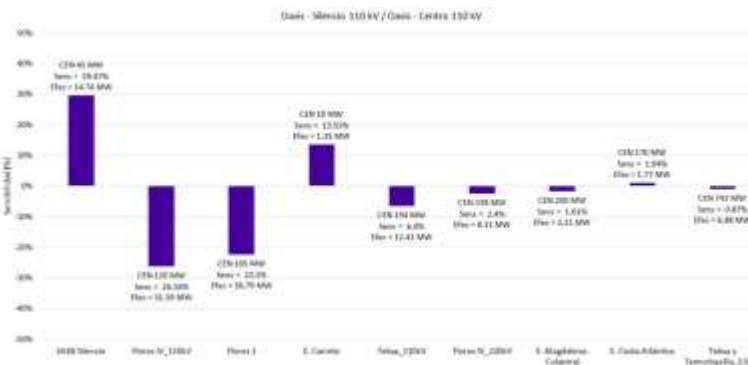


Impacto de proyectos



PROG02097 UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías

- **Promotor:** SAEB La Arenosa S.A.S. E.S.P.
- **Descripción:** Instalación de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una capacidad de 45 MWh en la subestación Silencio 34.5 kV. Este dispositivo deberá operar de manera automática y de manera remota desde el CND cuando existan condiciones de sobrecarga en algunos circuitos y ante determinadas contingencias
- **FPO:** 30/06/2023
- **Impacto:** Se observan las sobrecargas de algunos circuitos ante la contingencia de algunos circuitos supervisados por el dispositivo SAEB, donde el aporte de potencia del dispositivo SAEB permite eliminar la sobrecarga en los circuitos Oasis – Centro 110 kV, Termoflores I – Oasis 110 kV, Termoflores II – Oasis 110 kV y Tebsa – El Río 110 kV. Otro de los beneficios, es la mitigación en la actuación de esquemas por sobrecarga en los circuitos que se identificaron las sobrecargas.

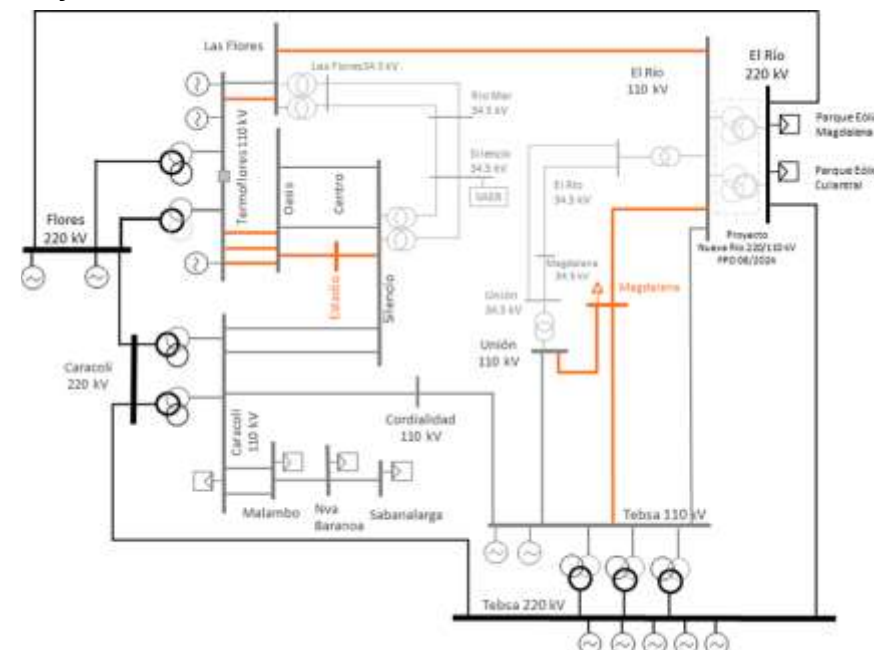
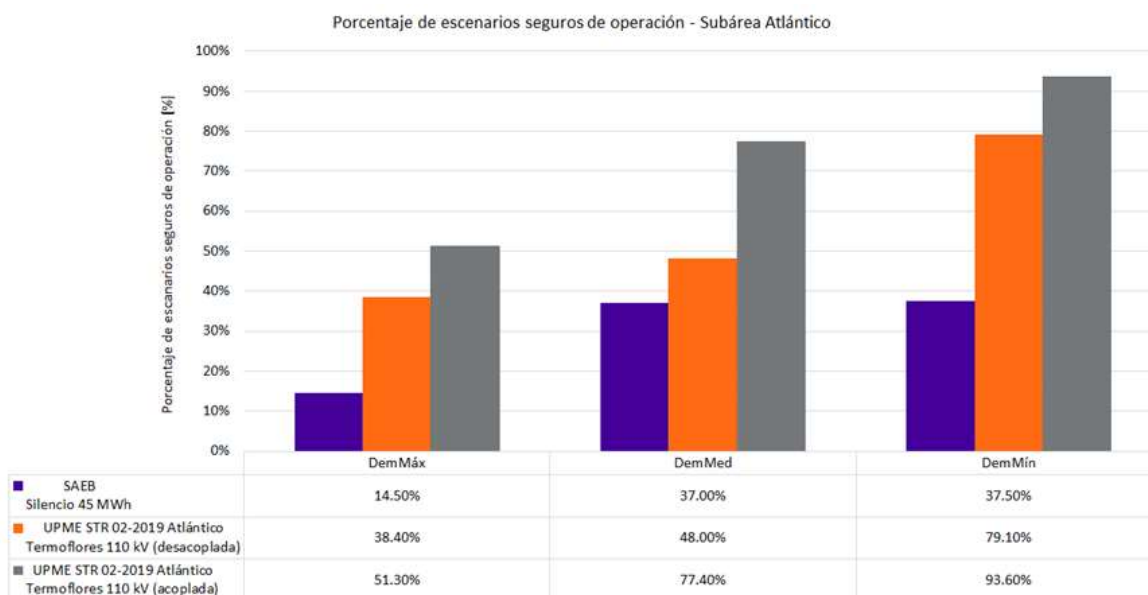


Impacto de proyectos



PTRA00669 UPME STR 02 – 2019 Atlántico 110 kV

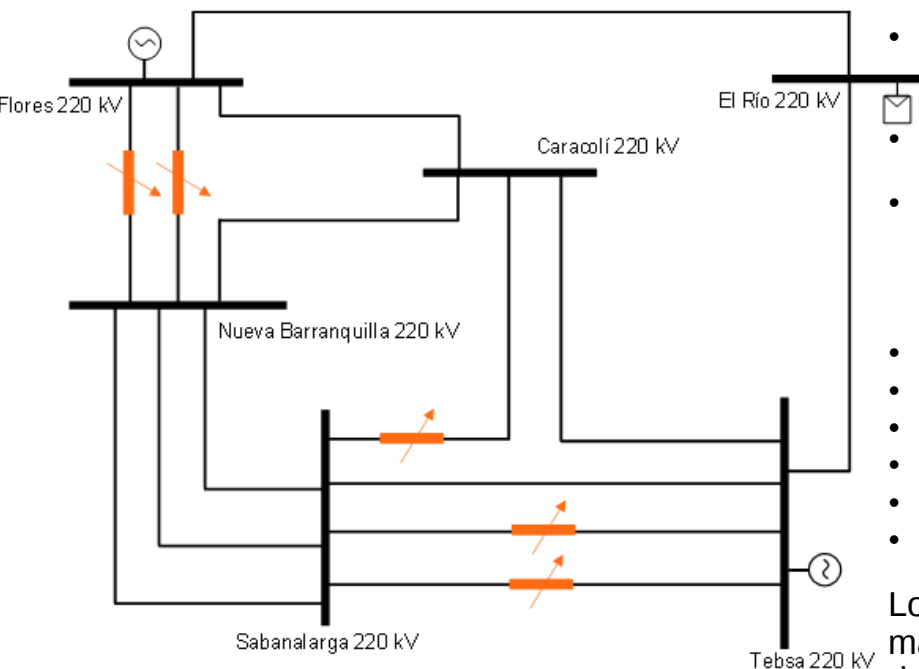
- **Promotor:** SAEB La Arenosa S.A.S. E.S.P.
- **Descripción:** Líneas Termoflores I – Oasis 1 110 kV, Termoflores I - Oasis 2 110 kV, Termoflores I - Oasis 3 110 kV, subestación Estadio 110 kV, y líneas Oasis - Estadio 110 kV, Estadio – Centro 110 kV, reconfiguración del circuito Termoflores I-Oasis 110 kV en Las Flores – Termoflores – Oasis 110 kV.
- **FPO:** 31/01/2024
- **Impacto:** El ingreso de este proyecto elimina la baja tensión en la red de Atlántico 110 kV en condiciones normales de operación y ante contingencia N-1. Además, la entrada en operación de este proyecto permite mitigar o eliminar una gran cantidad de restricciones en la red de 110 kV de la subárea Atlántico. De las restricciones que persisten o nuevas restricciones posterior al ingreso de este proyecto, se cuenta con un alto porcentaje de escenarios de generación que permiten controlar las restricciones en los escenarios de demanda máxima, media y mínima.



Impacto de proyectos



PTRA03870 FACTS Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nueva Barranquilla – Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV



- **Promotor:** Transelca S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Instalación de dispositivos DFACTS en las líneas del STN de la subárea Atlántico Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nueva Barranquilla – Flores 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV.
- **FPO:** 30/06/2024
- **Impacto:** El ingreso de estos dispositivos DFACTS SSSC en las líneas Tebsa – Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nueva Barranquilla – Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí – Sabanalarga 220 kV permitirán mitigar las restricciones identificadas, ante altos escenarios de generación en la subárea Atlántico con generación convencional y las nuevas plantas tipo FERNC tanto eólicas como solares:
 - - Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 2 220 kV (corte 400 MW)
 - - Caracolí - Sabanalarga 1 220 kV / Tebsa - Sabanalarga 1 220 kV (corte 400 MW)
 - - Flores – Nueva Barranquilla 1 220 kV / Flores – Nueva Barranquilla 2 220 kV (corte 345 MW)
 - - Flores – Nueva Barranquilla 2 220 kV / Flores – Nueva Barranquilla 1 220 kV (corte 345 MW)
 - - Tebsa – Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa – Sabanalarga 1 220 kV (corte 350 MW)
 - - Tebsa – Sabanalarga 3 220 kV / Tebsa – Sabanalarga 2 220 kV (corte 350 MW)

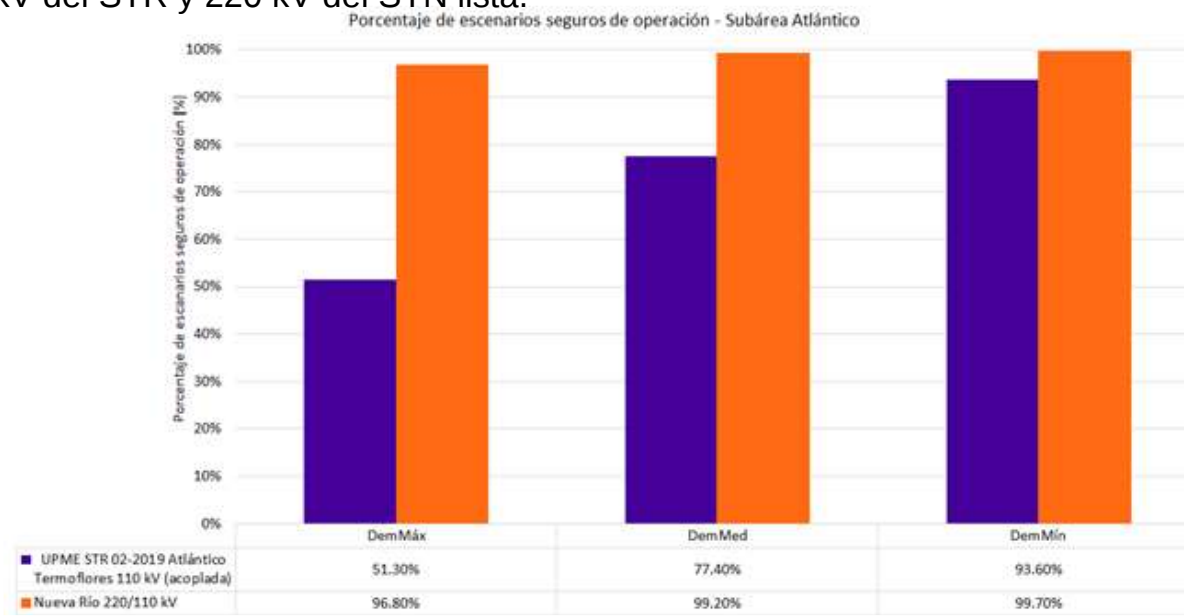
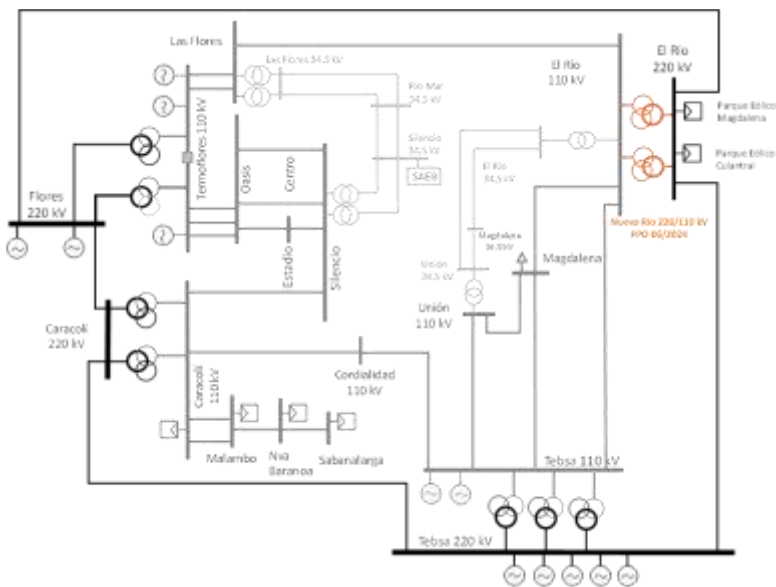
Los dispositivos DFACTS SSSC en las líneas mencionadas permitirán que la subárea pueda exportar mayor potencia a través de la red del STN 220 kV hacia la red STN 500 kV, mitigando los escenarios donde habría que controlar la generación al interior de la subárea Atlántico.

Impacto de proyectos

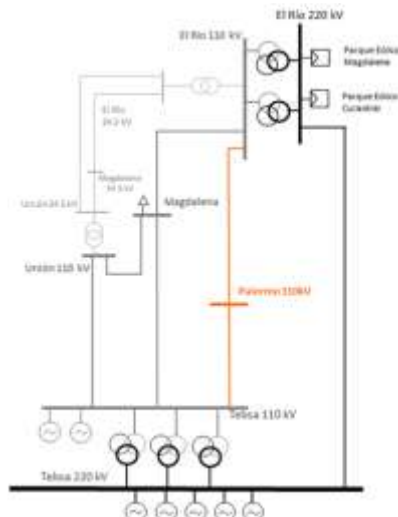


PTRA05299 Nueva Río 220/110 kV

- **Promotor:** Air-e S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Instalación de dos transformadores 220/110/34.5 kV de 150 MVA.
- **FPO:** 31/06/2024
- **Impacto:** El ingreso de los dos transformadores Nueva Río 220/110 kV de 150 MVA permite incrementar de manera considerable el porcentaje de escenarios seguros dado por la redistribución de flujos en la red al conectar por medio de la transformación STN con STR. Para los escenarios de demanda máxima se observa un aumento 45.5% y para demanda media de 21.8%, respecto a los porcentajes de escenarios seguros con el ingreso de la convocatoria UPME STR 02-2019 Red Atlántico 110 kV. Este proyecto es relevante, ya que permite consolidar los beneficios esperados para la subárea Atlántico como lo son el dispositivo de almacenamiento SAEB Silencio 45 MWh y la convocatoria UPME STR 02-2019 Atlántico. Allí se identifican las restricciones a nivel de red 110 kV que pueden ser cubiertas con un porcentaje muy alto de escenarios seguros de operación. Por tal razón, se recomienda priorizar el ingreso del proyecto al contar con la red de 110 kV del STR y 220 kV del STN lista.

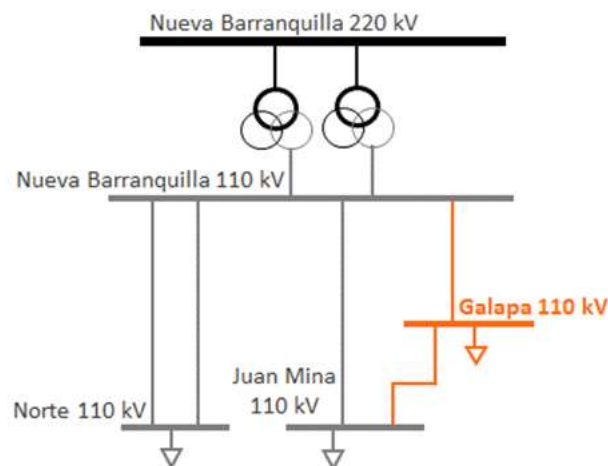


Impacto de proyectos



PTRA03325 Nueva subestación Palermo 110 kV

- **Promotor:** Air-e S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Apertura de la línea Tebsa – El Río 110 kV a 1,7 km partiendo de la S/E Tebsa y construcción de un doble circuito de línea a 110 kV de aproximadamente 3,1 km para alimentar la Subestación Palermo 110 kV.
- **FPO:** 31/12/2024
- **Impacto:** El ingreso de la nueva subestación Palermo 110 kV permite el traslado de carga de la SE Magdalena y la atención de nuevas cargas industriales que se conectarán allí. El ingreso de este proyecto no afecta a las restricciones de la red para la subárea Atlántico en los diferentes escenarios de demanda – generación.



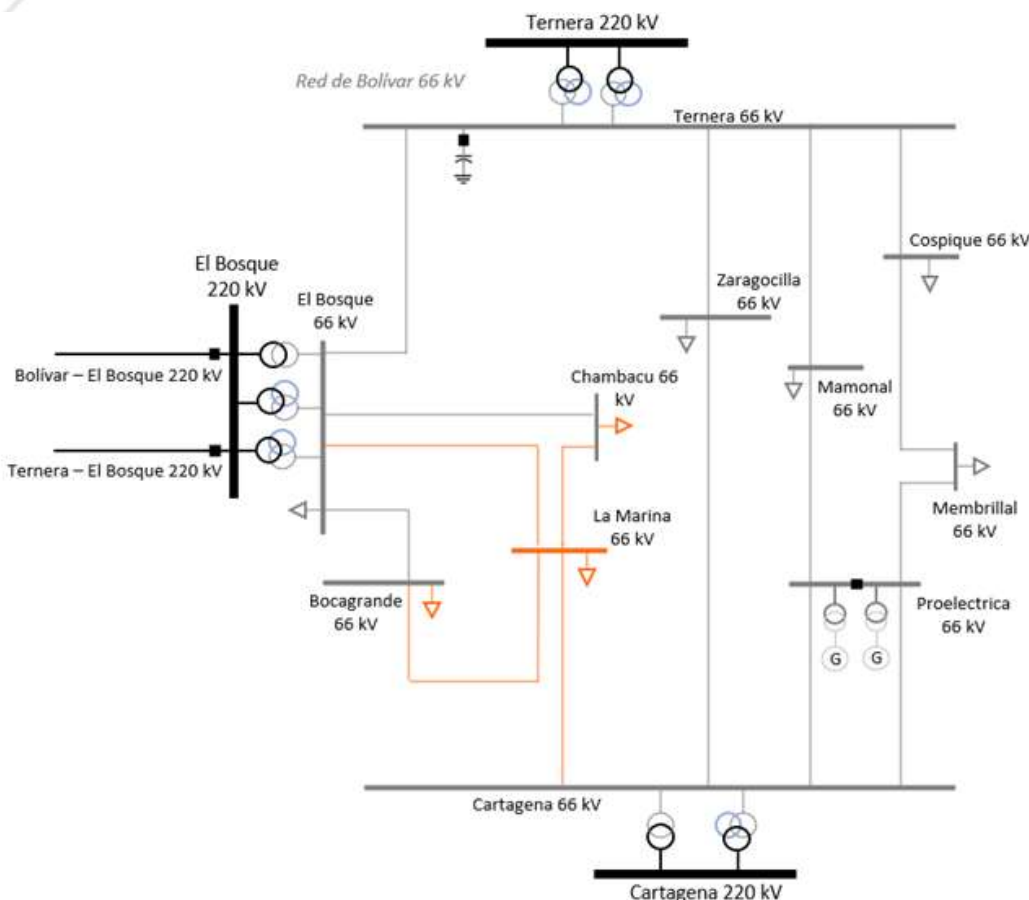
PTRA03327 Nueva subestación Galapa 110 kV

- **Promotor:** Air-e S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Construcción de un anillo a 110 kV entre las subestaciones Juan Mina 110 kV, Galapa 110 kV y Nueva Barranquilla 110 kV. Mediante la conexión de un circuito sencillo de 13.97 km entre las subestaciones Nueva Barranquilla 110 kV y Galapa 110 kV y la conexión de un circuito sencillo de 7.99 km entre las subestaciones Galapa 110 kV y Juan Mina 110 kV..
- **FPO:** 31/12/2024
- **Impacto:** El ingreso de la nueva subestación Galapa 110 kV forma un anillo a nivel 110 kV, Nueva Barranquilla – Galapa – Juan Mina 110 kV, lo cual permite eliminar la radialidad de la subestación Juan Mina 110 kV al incrementar la confiabilidad para la atención de la demanda. Además, permite realizar traslado de carga desde la subestación Cordialidad 110 kV y la conexión de nuevas cargas de tipo comercial e industrial..

Impacto de proyectos

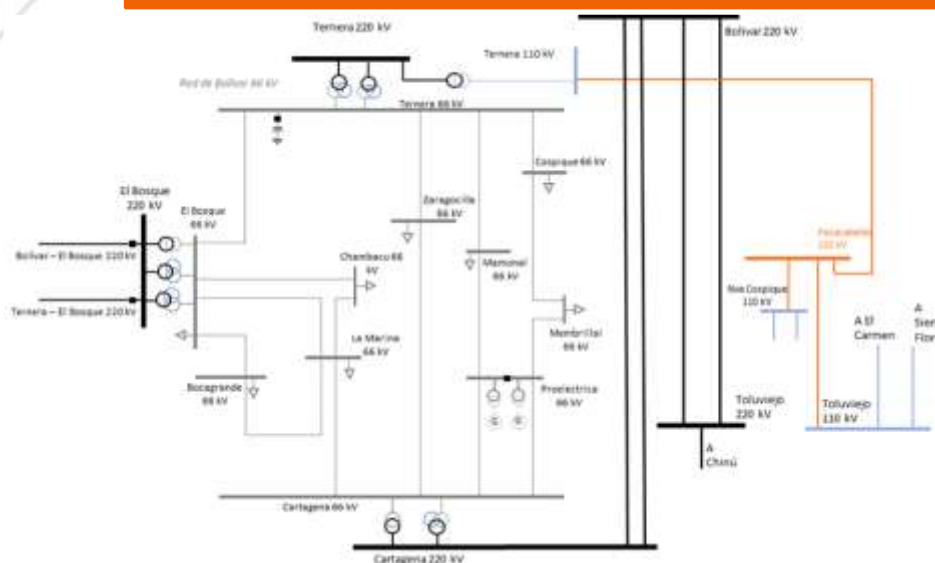


PTRA00617 UPME STR 03-2019. Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) y líneas asociadas



- **Promotor:** SAEB La Arenosa S.A.S. E.S.P.
- **Descripción:** - Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) en configuración doble barra más seccionador de transferencia, con cuatro bahías de línea, 1 bahía de acople de barras a 110 kV
- - Línea doble circuito a 110 kV (operado inicialmente a 66 kV) de 4.5 km desde la subestación La Marina hasta interceptar la línea existente Bosque - Chambacú 66 kV reconfigurándola en los circuitos La Marina - Bosque y La Marina - Chambacú.
- - Línea doble circuito a 110 kV con 2 km de longitud desde la subestación La Marina hasta interceptar la línea existente Termocartagena - Bocagrande 66 kV.
- - Traslado de carga del 1% de la subestación Bocagrande 66 kV hacia La Marina 66 kV y traslado de carga de 21% de la subestación Chambacú 66 kV hacia La Marina 66 kV en el 2024.
- - Adicionalmente para el 2025, traslado de carga del 23% de la subestación Bocagrande 66 kV hacia La Marina 66 kV y traslado de carga de 5% de la subestación Chambacú 66 kV hacia La Marina 66 kV.
- **FPO:** 30/06/2024
- **Impacto:** El ingreso del proyecto de la subestación La Marina 66 kV y sus líneas asociadas permite eliminar algunas restricciones de la subárea Bolívar como son:
 - Bosque - Chambacú 1 66 kV / Bosque - Chambacú 2 66 kV
 - Bosque - Chambacú 2 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV
 - Bocagrande - Cartagena 66 kV / Bocagrande - Bosque 66 kV
 - Cartagena 4 220/66 kV / Bosque - Bocagrande 66 kVSin embargo, aparecen algunas nuevas restricciones como son:
 - Bosque - Bocagrande 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV
 - Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV
 - Proeléctrica - Membrillal 66 kV / Cartagena - La Marina 66 kV
 - Bolívar - Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV
 - Ternera - Bosque 220 kV / Cartagena - La Marina 66 kV
 - Chambacú - La Marina 66 kV / Bosque - Chambacú 66 kV
 - Bosque - Chambacú 66 kV / Chambacú - La Marina 66 kV

Impacto de proyectos



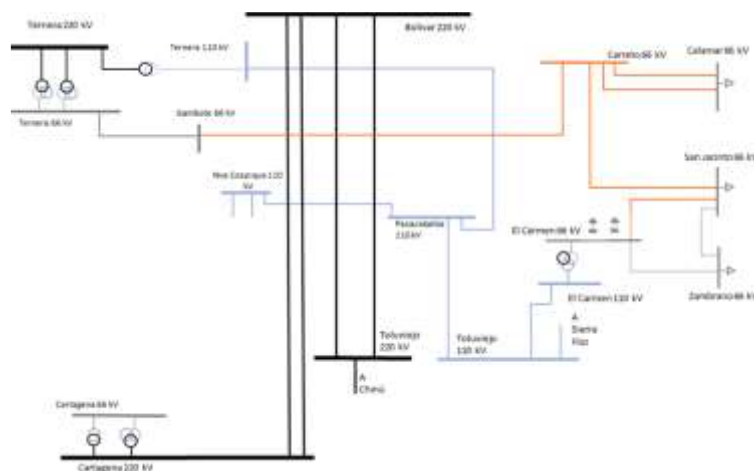
PTRA01760 Pasacaballos 110 kV y líneas asociadas

- **Promotor:** Afinia.
- **Descripción:** Subestación Pasacaballos 110 kV reconfigura la línea Ternera – Toluviejo 110 kV en Ternera – Pasacaballos – Toluviejo 110 kV, y una nueva línea de 10 km de longitud Pasacaballos – Nueva Cospique 110 kV. Además, el traslado de carga del 34% de la carga de Mamonal 110 kV hacia Pasacaballos 110 kV.
- **FPO:** 31/08/2024
- **Impacto:** El ingreso del proyecto Pasacaballos 110 kV permite brindar confiabilidad y seguridad en la red de 110 kV con la nueva línea Pasacaballos – Nueva Cospique 110 kV y los respectivos traslados de carga. Se observan algunas nuevas restricciones como:

- Nueva Cospique – Pasacaballos 110 kV / Ternera 220/110 kV

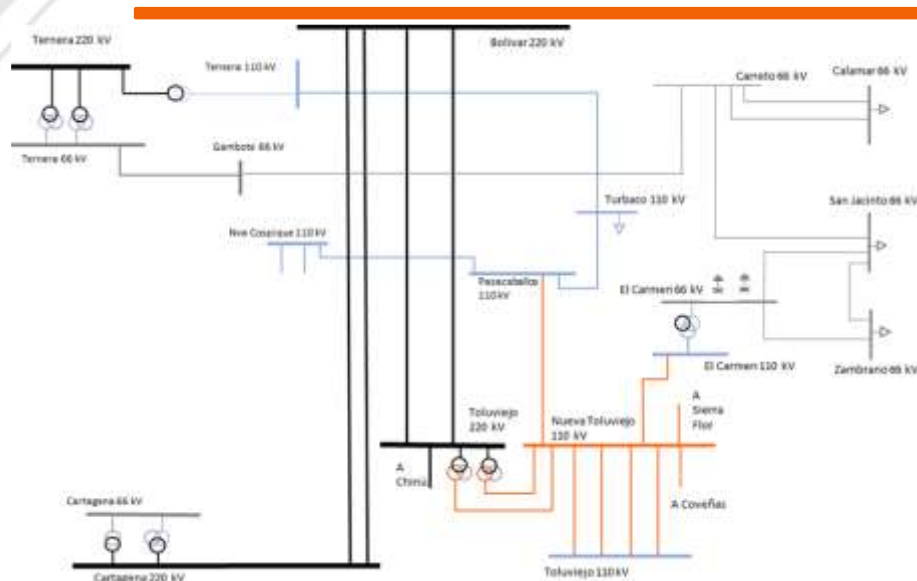
Esta restricción se da en un escenario de alta generación de la subárea Bolívar y baja generación de la subárea Córdoba – Sucre, para controlar la restricción se deben realizar balances de generación que permita mitigar la restricción.

Subestación Carreto 66 kV y líneas de transmisión asociadas



- **Promotor:** Afinia.
- **Descripción:** Carreto 66 kV reconfigura 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. Adicionalmente para brindar confiabilidad al STR del sur de Bolívar se definieron las siguientes obras complementarias:
 - Segundo circuito Carreto – Calamar 66 kV de capacidad de 469 A.
 - Nuevo circuito San Jacinto – Zambrano 66 kV de capacidad de 469 A.
- **FPO:** 24/09/2024
- **Impacto:** Este proyecto elimina la radialidad del corredor El Carmen – San Jacinto – Calamar 66 kV y reconfigura la línea Gambote – Calamar 66 kV en San Jacinto – Carreto – Gambote 66 kV que permite brindarle confiabilidad a la subestación Gambote 66 kV al cerrar la línea Carreto – Gambote 66 kV. A continuación, se muestran las restricciones con el ingreso del proyecto:
 - Toluviejo – El Carmen 66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
 - El Carmen 110/66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
 - Ternera – Gambote 66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
 - Ternera – Gambote 66 kV / El Carmen – Zambrano 66 kV
 - Toluviejo – El Carmen 66 kV / Ternera – Gambote 66 kV
 - El Carmen 110/66 kV / Ternera – Gambote 66 kV

Impacto de proyectos



PTRA05304 Nueva Toluvejo 220/110 kV

- **Promotor:** Afinia
- **Descripción:** Subestación Nueva Toluvejo 110 kV con dos transformadores 220/115 kV de 150 MVA cada uno, reconfiguración de la línea Pasacaballos – Toluvejo 110 kV en Pasacaballos – Nueva Toluvejo – Toluvejo 110 kV, reconfiguración de la línea Sierra Flor – Toluvejo 110 kV en Sierra Flor – Nueva Toluvejo – Toluvejo 110 kV, reconfiguración de la línea El Carmen – Toluvejo 110 kV en El Carmen – Nueva Toluvejo – Toluvejo 110 kV y reconfiguración de Coveñas – Toluvejo 110 kV en Coveñas – Nueva Toluvejo – Toluvejo 110 kV.
- **FPO:** 30/06/2025
- **Impacto:** La reconfiguración de algunas líneas que interconectan las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre, además de brindar fortaleza con la conexión del STN a través de la transformación 220/110 kV. El ingreso de este proyecto modifica algunas restricciones entre la conexión de las subáreas Bolívar y Córdoba-Sucre. Se modifican las siguientes restricciones:

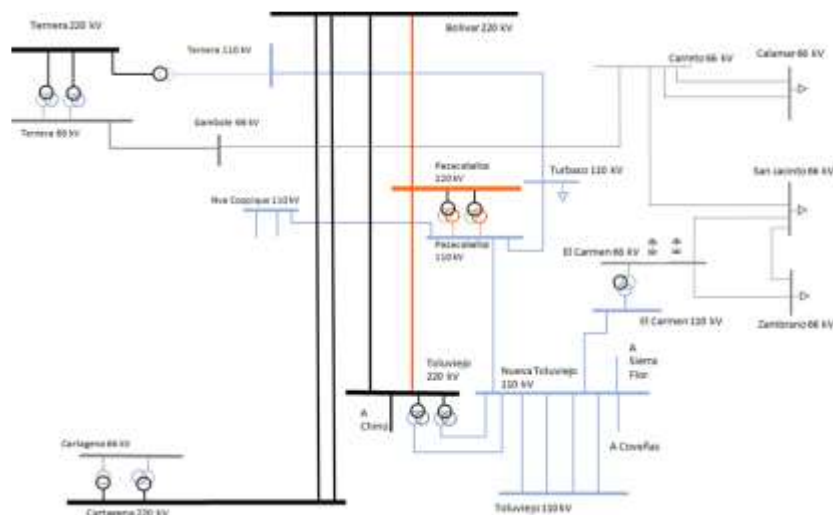
- Toluvejo – El Carmen 66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
- Toluvejo – El Carmen 66 kV / Ternera – Gambote 66 kV

Estas restricciones se modifican por las siguientes:

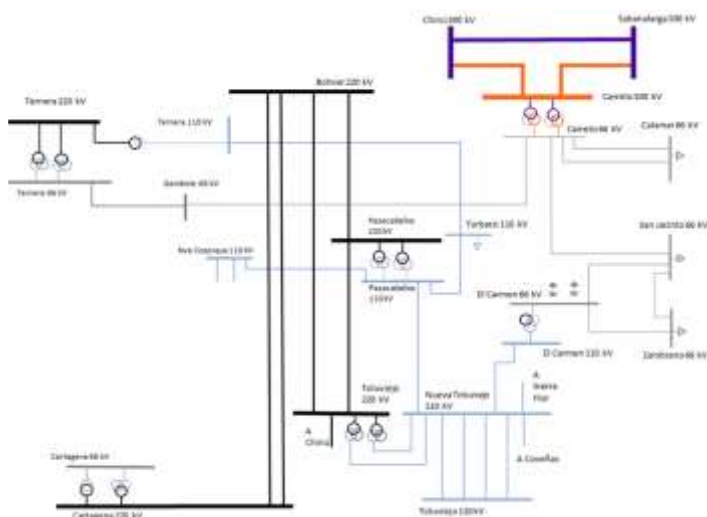
- Nueva Toluvejo – El Carmen 66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
- Nueva Toluvejo – El Carmen 66 kV / Ternera – Gambote 66 kV

UPME 05-2021 Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas

- **Promotor:** Sin definir (Convocatoria en prepublicación – UPME)
- **Descripción:** Subestación Pasacaballos 220 kV, secciona uno de los circuitos Bolívar – Toluvejo 220 kV.
- **FPO:** 30/08/2026
- **Impacto:** El ingreso de los proyectos Pasacaballos 220 – 110 kV permite la evacuación de potencia de las plantas solares cercanas a la zona de influencia. Además, es otro punto de inyección a la subárea Bolívar de la red STN 220 kV al STR 110 kV. Este proyecto no influye en las restricciones de la red 66 kV de la subárea Bolívar.



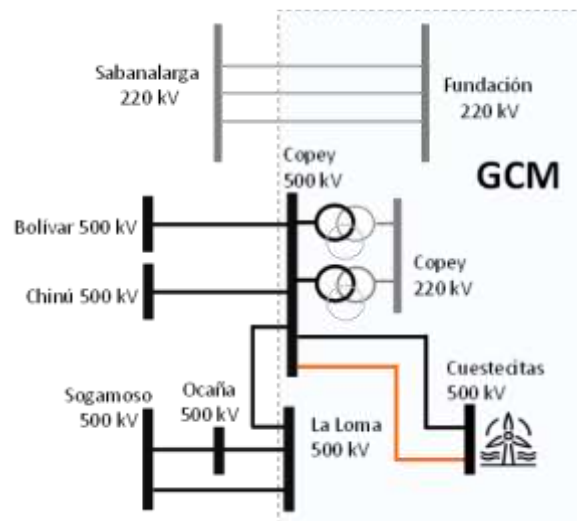
Impacto de proyectos



PTRA01139 UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV y líneas de transmisión asociadas

- **Promotor:** Sin definir (Convocatoria en prepublicación – UPME)
- **Descripción:** Subestación Carreto 500 kV, reconfigura uno de los circuitos Chinú – Sabanalarga 500 kV en Chinú – Carreto 500 kV y Carreto – Sabana 500 kV.
- **FPO:** 31/10/2026
- **Impacto:** Este proyecto Carreto 500/66 kV es otro punto de conexión al STN de la subárea Bolívar y de evacuación del STR hacia al STN de los proyectos renovables de la subárea. Además, este proyecto trae beneficios para mitigar algunas restricciones las cuales se muestran a continuación:
 - Ternera – Gambote 66 kV / El Carmen – San Jacinto 66 kV
 - Nueva Toluviejo - El Carmen 110 kV / Ternera - Gambote 66 kV
 - El Carmen 110/66 kV / Ternera - Gambote 66 kV
 - Carreto - San Jacinto 66 kV / Ternera - Gambote 66 kV

Otro de los beneficios es el incremento en el perfil de tensión en esta zona de la subárea Bolívar.



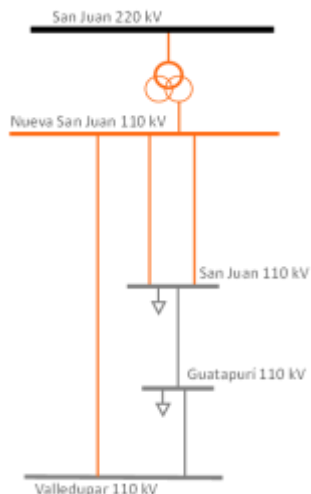
UPME 05-2021 Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas

- **Promotor:** ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Ingreso del segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV.
- **FPO:** 31/03/2024
- **Impacto:** El ingreso de este proyecto permite evacuar con mayor confiabilidad los proyectos de generación eólica conectados a la subestación Cuestecitas 500 kV, lo que permite importar y exportar potencia a la subárea GCM con mayor fortaleza de red. En escenarios de demanda mínima y con baja inyección de potencia de las plantas eólicas conectadas en la zona de influencia se evidencian altas tensiones en la red del STN 220 kV y 500 kV en la subárea GCM en condiciones normales de operación y ante la contingencia sencilla N-1 del transformador Cuestecitas 500/220 kV. Se recomienda a la UPME, la pertinencia de evaluar un segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV para mitigar el desacople entre la red 220 kV y 500 kV ante la contingencia sencilla N-1 del transformador Cuestecitas 500/220 kV.

Impacto de proyectos

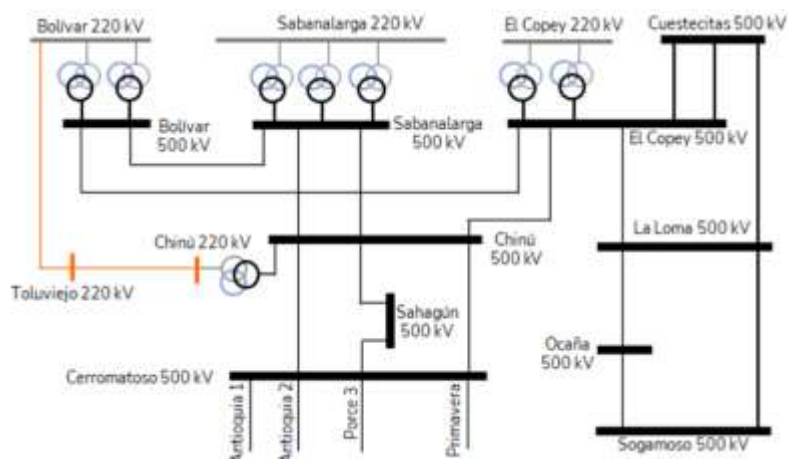


PTRA05302 Nueva San Juan 110 kV



- **Promotor:** Air-e S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Subestación Nueva San Juan 110 kV con un transformador de 220/115 kV de 100 MVA. Reconfiguración de Valledupar – Guatapurí – San Juan en Valledupar – Guatapurí – Nueva San Juan – San Juan 110 kV. Además, de la nueva línea San Juan – Nueva San Juan 110 kV.
- **FPO:** 31/10/2026
- **Impacto:** El ingreso de la transformación Nueva San Juan 220/110 kV y líneas asociadas Nueva San Juan 1 y 2 110 kV y Valledupar – Nueva San Juan 110 kV permiten eliminar la radialidad del corredor Valledupar – Guatapurí – San Juan 110 kV por lo que brinda confiabilidad para la atención de la demanda. Se identifican algunas restricciones asociadas la red 220 kV del STN con la nueva red del STR que se muestran, a continuación:
 - San Juan – Valledupar 220 kV / San Juan 220/110 kV
 - Nueva San Juan – San Juan 1 110 kV / Nueva San Juan – San Juan 2 110 kV
 - Nueva San Juan – San Juan 2 110 kV / Nueva San Juan – San Juan 1 110 kV
 - Sobrecarga de Guatapurí – Valledupar 110 kV

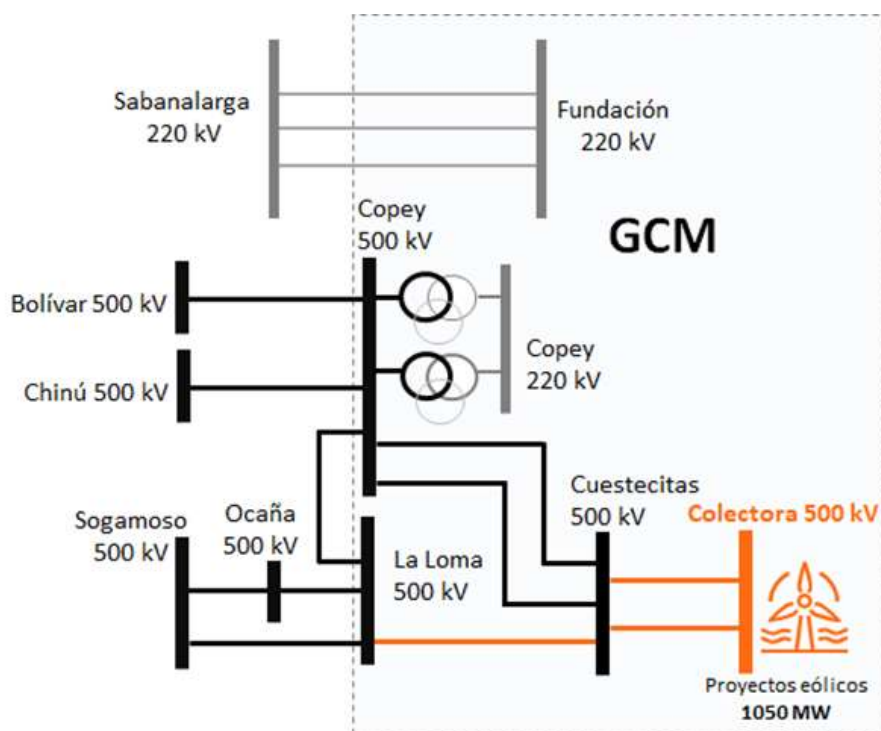
Se recomienda al operador de red evaluar obras complementarias para mitigar/eliminar la restricción como la repotenciación del circuito Guatapurí – Valledupar 110 kV, un segundo el segundo transformador San Juan 220/110 kV. Valledupar – San Juan 220 kV, o el segundo transformador San Juan 220/110 kV.



PTRA00322 UPME 05 - 2018 Subestación Toluvié 220 kV, líneas Chinú – Toluvié 220 kV y Tolúvié – Bolívar 220 kV

- **Promotor:** Celsia S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Nuevo corredor Chinú - Toluvié – Bolívar 220 kV, conecta las subáreas Córdoba – Sucre con la subárea Bolívar..
- **FPO:** 15/03/2024
- **Impacto:** La entrada en operación de este proyecto permite conectar las subáreas Córdoba – Sucre y Bolívar, a través de un enlace a 220 kV, por lo que tiene impacto en la magnitud de importación o exportación de potencia de Caribe 2. Sin embargo, no modifica el requerimiento de unidades para el soporte de tensión. La subestación Toluvié 220 kV entra inicialmente como subestación de paso. El impacto en el control de restricciones de la red del STR de la subárea Córdoba – Sucre se dará con la entrada en operación del proyecto de transformación Nueva Toluvié 220/110 kV con FPO 30/06/2025.

Impacto de proyectos



PTRA00325 UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 1 500 kV, doble circuito Colectora – Cuestecitas 500 kV y línea Cuestecitas – La Loma 500 kV

- **Promotor:** Grupo de Energía Bogotá S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Nueva subestación Colectora 1 500 kV, la cual se conecta mediante dos circuitos a Cuestecitas 500 kV. Además, el ingreso de un nuevo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV.
- **FPO:** 30/08/2025
- **Impacto:** Este proyecto permite la conexión e inyección al SIN de 1050 MW de generación eólica al interior de la subárea GCM y en la frontera de la subárea en la subestación La Loma 500 kV, a través del circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV, lo que permite darle mayor fortaleza a la red de dicha subárea. En escenarios de alta generación eólica se identifican algunas restricciones a nivel STR y STN al interior de la subárea GCM por sobrecargas ante contingencias sencillas:
 - San Juan – Valledupar 220 kV / Nueva San Juan – Guatapurí 110 kV
 - San Juan – Valledupar 220 kV / San Juan 220/110 kV
 - San Juan – Valledupar 220 kV / Guatapurí - Valledupar 110 kV
 - San Juan 220/110 kV / Valledupar – Guatapurí 110 kV
 - Valledupar – Guatapurí 110 kV / San Juan 220/110 kV
- Además, debido al ingreso de las líneas de la red 500 kV en escenarios de demanda mínima con baja generación eólica y convencional se presentan altas tensiones a nivel 220 kV y 500 kV ante la contingencia del transformador Cuestecitas 500/220 kV. Por lo tanto, se le recomienda UPME evaluar la posibilidad de un segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV para mitigar las altas tensiones y dar mayor fortaleza a la red del STN hacia el STR de la subárea GCM.

Fortaleza de la red con métricas SCR/WSCR



Proyecto	Tipo	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR	WSCR
Subárea			Atlántico		
Prosperidad	Solar	19.5	Salamina 34.5 kV	25.9	4.9
JUMI	Solar	9.9	Juan Mina 13.8 kV	18.7	
El Colibrí	Solar	19.9	Juan Mina 34.5 kV	18.7	
Atlántico solar 2 Polo Nuevo	Solar	9.9	Baranoa 13.8 kV	11.5	
Atlántico Solar I Baranoa	Solar	19.3	Baranoa 34.5 kV	11.5	
Parque Solar Fotovoltaico Baranoa	Solar	19.9	Baranoa 110 kV	11.5	
Parque Eólico El Carreto	Eólico	10	Santa Verónica 34.5 kV	11.5	
PFV CRLI	Solar	9.9	Caracolí 13.8 kV	31.2	
Caracolí	Solar	50	Caracolí 110 kV	31.2	
Eólico Costa Atlántica	Eólico	168	Caracolí 220 kV	16.1	
Planta Fotovoltaica SGDE	Solar	9.9	Sabanagrande 13.8 kV	138.5	
Bosques Solares de Bolivar 502	Solar	19.9	Sabanalarga 34.5 kV	58	
Bosques Solares de Bolivar 500	Solar	19.9	Sabanalarga 34.5 kV	58	
Bosques Solares de Bolivar 501	Solar	19.9	Sabanalarga 34.5 kV	58	
Bosques Solares de Bolivar 503	Solar	19.9	Sabanalarga 110 kV	26.9	
Bosques Solares de Bolivar 504	Solar	19.9	Sabanalarga 110 kV	26.9	
Parque Eólico Magdalena	Eólico	99.9	El Río 220 kV	12.2	12.2
Parque Eólico Culantral	Eólico	99.9	El Río 220 kV	12.2	
Solar Sabanalarga	Solar	200	Sabanalarga 500 kV	5.3	4.8
Atlántico Photovoltaic	Solar	199.5	Sabanalarga 500 kV	5.3	
Etapas 1: Guayepo	Solar	200	Sabanalarga 500 kV	5.3	
Etapas 2: Guayepo	Solar	200	Sabanalarga 500 kV	5.3	
Total FERN		1445	-	-	

Proyecto	Tipo	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR	WSCR
Subárea			Bolívar		
GR Parque Solar Tucanes	Solar	9.9	Bayunca 66 kV	24.2	6.2
Parque Solar Fotovoltaico Badel I	Solar	8.6	Mamonal 13.8 kV	65	
Parque Solar Arenal	Solar	2	San Estanislao 13.8 kV	10	
Planta Fotovoltaica PN1	Eólico	9.9	Gambote 13.8 kV	39.3	
Parque Solar Fotovoltaico Sincerín	Solar	9.9	Gambote 34.5 kV	39.3	
Vientos Alisios	Solar	200	Bolívar 500 kV	17.4	
La Orquídea	Solar	200	Bolívar 220 kV	15.3	5.1
Parque Solar Atlántico IV	Solar	19.9	Calamar 66 kV	10	
Zambrano II	Solar	15.5	Zambrano 13.8 kV	11.2	
Los Colorados III	Solar	9.9	El Carmen 13.8 kV	18.9	
Los Colorados II	Solar	9.9	El Carmen 13.8 kV	18.9	
Total FERN		495.5	-	-	

- En operación todos los proyectos previstos, tanto de transmisión como de generación a 2026 en un escenario de demanda media y mínimo número de unidades equivalentes sincrónicas.
- Se hace un llamado a los promotores de los proyectos a reportar al CND los valores críticos de SCR para la operación de sus centrales de generación.

Fortaleza de la red con métricas SCR/WSCR



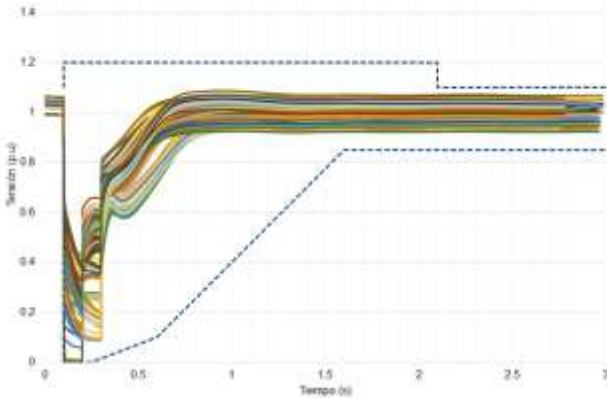
Proyecto	Tipo	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR	WSCR
Subárea		GCM			
Irraipa	Eólico	99	Colectora 500 kV	1.9	1
Carrizal	Eólico	195			
Casa Eléctrica	Eólico	180			
Apotolorru	Eólico	75			
Kuisa	Eólico	200			
Urraichi	Eólico	100			
EO200i	Eólico	201			
Camelias	Eólico	250			
Alpha	Eólico	280	Cuestecitas 500 kV	3.4	
Beta	Eólico	212			
El Jardín	Solar	9.9			
Windpeshi	Eólico	200	Valledupar 34.5 kV	31.1	5.9
Winke	Solar	76	Cuestecitas 220kV	10.8	
Valledupar	Solar	100	San Juan 220 kV	12.4	
Copey	Solar	200	Valledupar 220 kV	14.9	
El Paso	Solar	70	Copey 220kV	16.2	
Latam Solar	Solar	150	El Paso 110 kV	4.7	
Pétalo	Solar	9.9	La Loma 110 kV	8.4	
Guajira I	Eólico	20			
Wayuu	Eólico	12	Jouktai 110 kV	6	5.2
Ahumado	Eólico	50	Riohacha 110 kV	8.6	
Acacias	Eólico	80	Cuestecitas 110 kV	14.9	
Total FERN C		2769.8	-	-	

Proyecto	Tipo	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR	WSCR
Subárea			Córdoba-Sucre y Cerromatoso		
PV Sahagún	Solar	400	Sahagún 500 kV	5.1	3.9
Sahagún	Solar	200			
Ligustro I	Solar	99.9			
Ligustro II	Solar	99.9			
Tangara	Solar	99.9			
Chinú	Solar	350	Chinú 500 kV	13.6	
Romosinuano	Solar	150			
Sandalo II	Solar	9.9	Cerromatoso 34.5 kV	8.1	
Montelibano	Solar	9.9			
Sol del Mar II	Solar	9.9			
San Francisco	Solar	9.9	Planeta 110 kV	5.4	3.4
Alejandro	Solar	9.9			
Buenavista	Solar	9.9			
Centro Solar	Solar	9.9			
Planeta Rica	Solar	19.9			
Pétalo del Córdoba I	Solar	10			
San Serapio	Solar	2.5	Tierralta 110 kV	105.9	9.5
Urrá	Solar	19.9	Urrá 110 kV	10.4	
El Campano	Solar	99.9	Chinú 220 kV	12	1.9
La Unión	Solar	100	Nueva Montería 110 kV	9.4	
Guayacan	Solar	8	Boston 110 kV	192.2	
Pétalo del Córdoba II	Solar	9.9	Chinú Planta 110 kV	64.9	
La Tolua	Solar	9.9			
Sierpe	Solar	19.9	La Mojana 110 kV	10	
El Tamarindo I	Solar	9.9	Magangué 110 kV	13.9	
El Tamarindo II	Solar	9.9			
Filigrana	Solar	9.9	Mompox 110 kV	16.2	
Sincé	Solar	19.9	Sincé 110 kV	13	
Toluviejo	Solar	250	Toluviejo 220 kV	5	
Andrómeda	Solar	100			
Los Morrosquillos I	Solar	19.9	Toluviejo 110 kV	17.1	
Los Morrosquillos II	Solar	19.9			
Los Morrosquillos III	Solar	19.9			
La Ceiba	Solar	8			
Old-T	Solar	9.9			
Jacob Toluviejo	Solar	9.9			
San Pelayo	Solar	2.5			
Total FERN		2258.5	-	-	

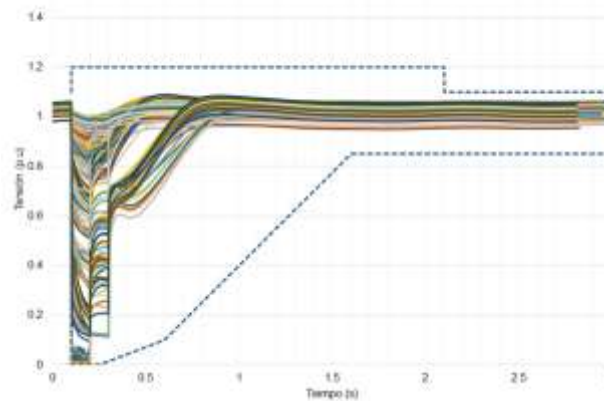
Análisis de inyección rápida de reactivos



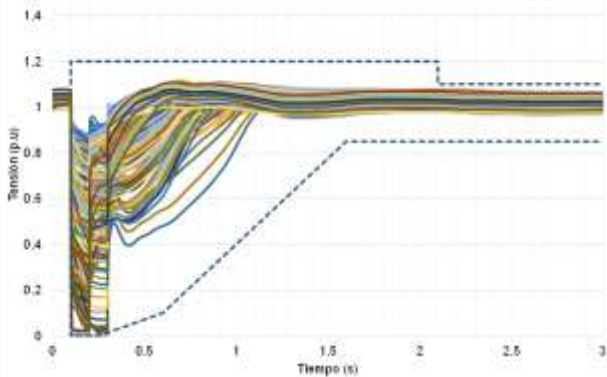
Inyección de corriente reactiva plantas FERNIC (K=2) - Subárea Atlántico



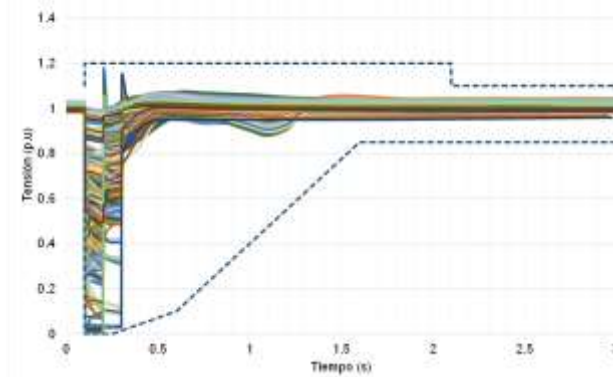
Inyección de corriente reactiva plantas FERNIC (K=2) - Subárea Bolívar



Inyección de corriente reactiva plantas FERNIC (K=2) - Subáreas Córdoba - Sucre y Cerromatoso



Inyección de corriente reactiva plantas FERNIC (K=1) - Subárea GCM



- Tensiones de las subáreas del área Caribe al evaluar fallas trifásicas en diferentes líneas del STN y STR, tanto al 1% como al 99%, despeje en tiempos de protección principal y suponiendo los recursos FERNIC del área con un Factor $K = 2$, a excepción para la subárea GCM con un Factor $K = 1$.
- Se estima que no existirían inconvenientes para el cumplimiento de las curvas FVRT estipuladas en la reglamentación vigente.
- Este comportamiento es sensible al modelo de los recursos FERNIC y debe reevaluarse conforme se cuente con los modelos reales de operación.

Conclusiones



Límite de importación



- El límite de importación del área Caribe se incrementa gradualmente de 2000 MW a 2300 MW con la expansión de la red a 500 kV y el requerimiento de unidades equivalentes de generación se reduce significativamente de 9 a 5 en demanda máxima.

Fortaleza de red SCR e inyección rápida de corriente reactiva



- Se identifica un bajo valor de CSCR en Sahagún 500 kV, Cuestecitas 500 kV, Colectora 1 500 kV, El Paso 110 kV y Toluvié 220 kV, lo que podría indicar debilidad en las barras en relación con la generación basada en inversores que se conectaran en ellas.
- De los análisis de las simulaciones se evidencia que con $K=2$ para las subáreas Atlántico, Bolívar, Córdoba – Sucre y Cerromatoso, y $K=1$ para la subárea GCM, los recursos FERN C cumplen con los requisitos de la CREG 060 de 2019 (curvas FVRT), sin embargo, estos valores son indicativos y deberán ser validados por los promotores de estos proyectos por medio de estudios de detalle.

Límite de exportación



- Para 2025 - 2026 con los proyectos considerados el límite de exportación seguro para el área Caribe será de 2300 MW. Esta capacidad de exportación se encuentra limitada por algunas restricciones en la subárea GCM que no cuentan con un proyecto de expansión definidos y algunas restricciones de la subárea Atlántico que se pueden cubrir con balances de generación al interior de la subárea.

Otras



- Los proyectos definidos en las diferentes subáreas del área Caribe permiten disminuir gran cantidad de restricciones que hay actualmente. Sin embargo, con los cambios en algunas FPO de proyectos que conectan la red del STN con el STR, como lo son las transformaciones de Nueva San Juan 220/110 kV, Nueva Río 220/110 kV y Nueva Toluvié 220/110 kV, solo hasta el ingreso de estos proyectos se podrán percibir completamente los beneficios esperados por los proyectos de transmisión asociados al STN y STR.

Requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión



- El requerimiento de unidades equivalentes de generación se reduce significativamente de 9 a 5 en demanda máxima con la expansión de la red a 2025.
- Con el ingreso de los proyectos tipo FERN C en el horizonte de análisis se pasa de un total de 17.3 unidades equivalentes a 28.9 unidades equivalentes.

Obras



- Se recomienda a la Unidad de Planeación Minero-Energética la evaluación de compensación sincrónica distribuida en la subárea GCM que permita dar fortaleza de red al brindar corriente de cortocircuito y mitigar el fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión, con un beneficio adicional al disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el control de la tensión como de la subárea GCM y por consiguiente del área Caribe.
- Se recomienda a la UPME, la pertinencia de evaluar un segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV para mitigar el desacople entre la red 220 kV y 500 kV ante la contingencia sencilla N-1 del transformador Cuestecitas 500/220 kV.

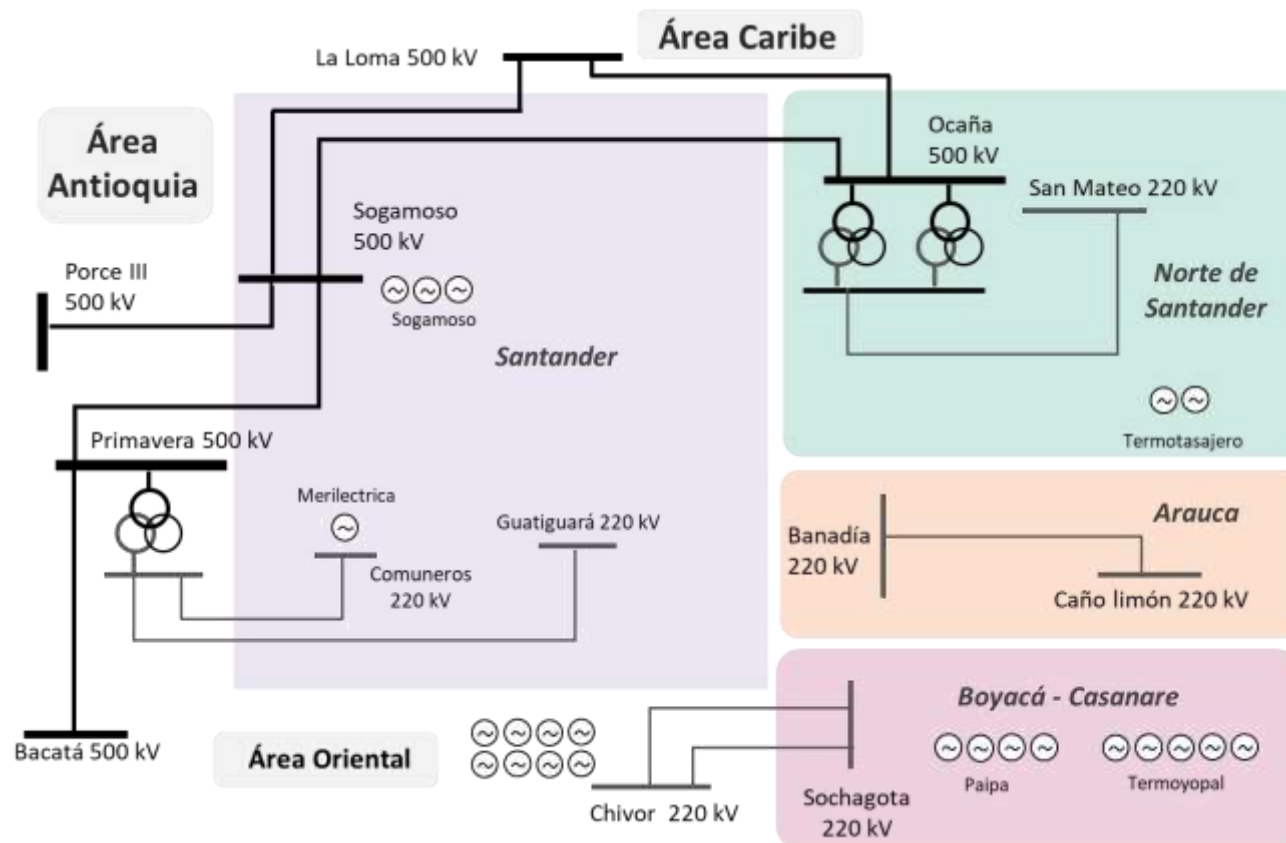
Nordeste



xm
Sumando energías

Descripción del área

A inicio del 2024, el área Nordeste contará con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 2700 MW, de los cuales, el 22% (600 MW) corresponderá a FERNC.

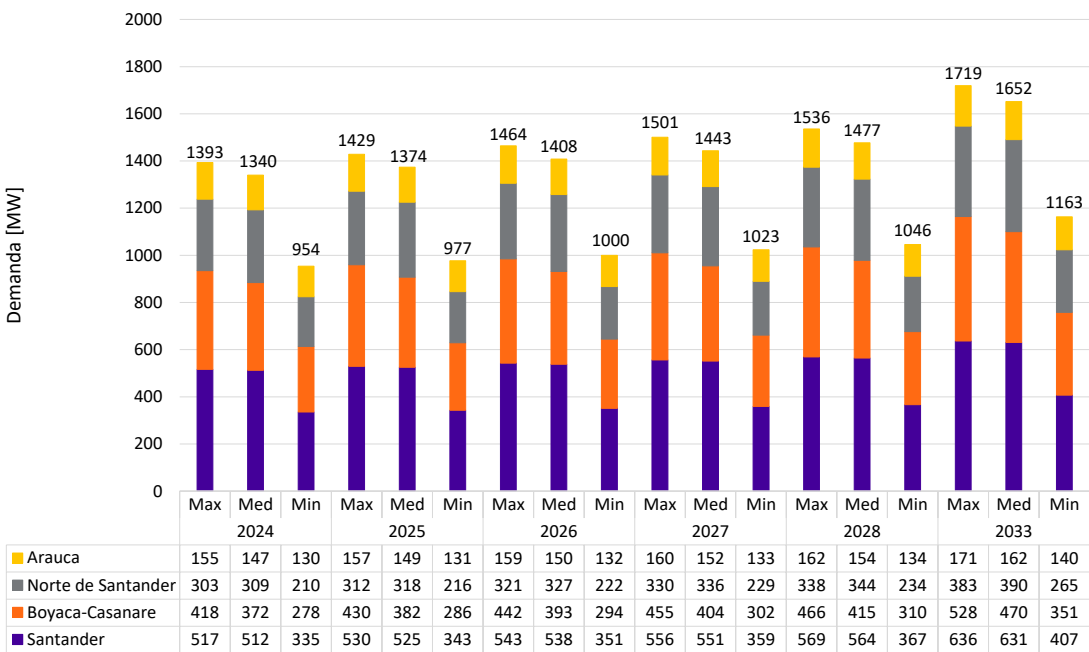
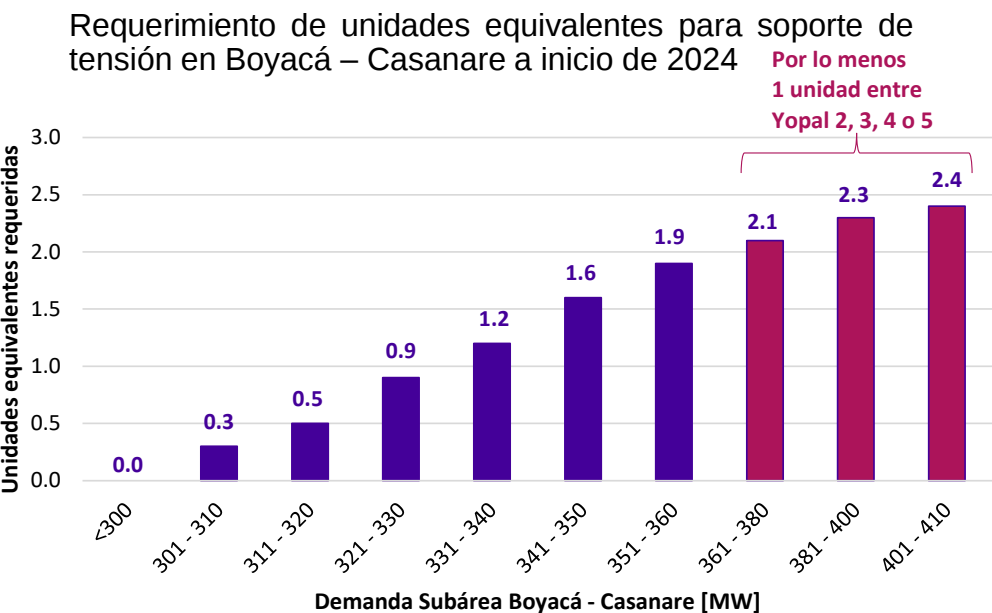


Supuestos y consideraciones



Consideraciones topológicas:

- Se resalta que se considera a inicio de 2024 el cuarto transformador en Caño Limón 230/115 kV. Se recomienda al promotor del proyecto validar la fecha de entrada en operación de éste.
- Se consideran en servicio las plantas de generación TYG1 y TYG2 según el Concepto UPME 20221520099701 del 8 de agosto de 2022.
- Los análisis, resultados y recomendaciones dados de este informe se realizaron teniendo en cuenta que a la fecha el proyecto UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV se encuentra en estado de prepublicación con fecha de entrada en operación indefinida.

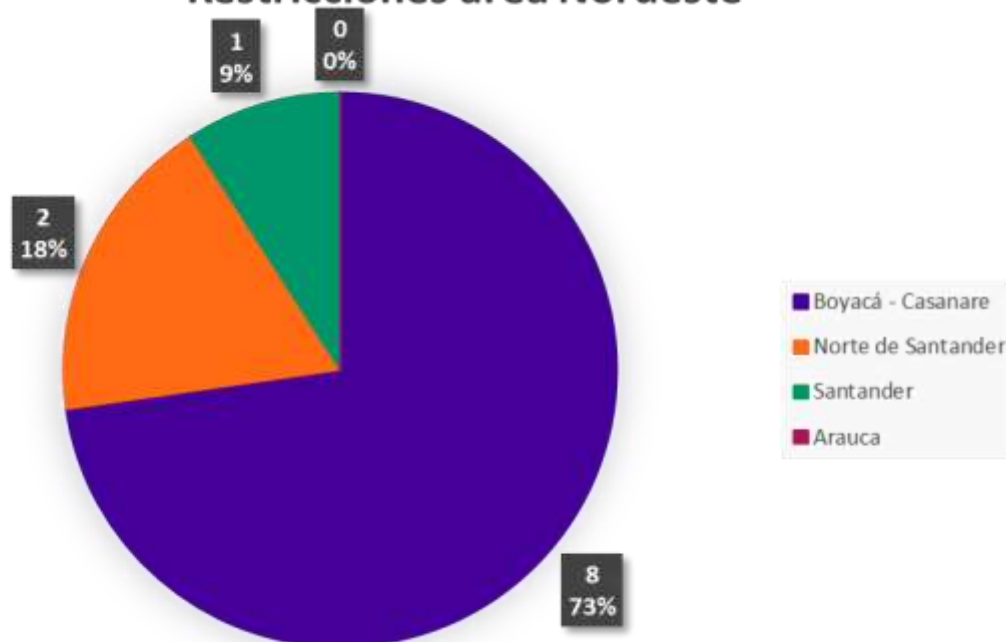


Restricciones 2024



11

Restricciones área Nordeste



Atrapamiento de generación



- 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
- San Antonio - Acerías 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV

Limitación de demanda



Observaciones



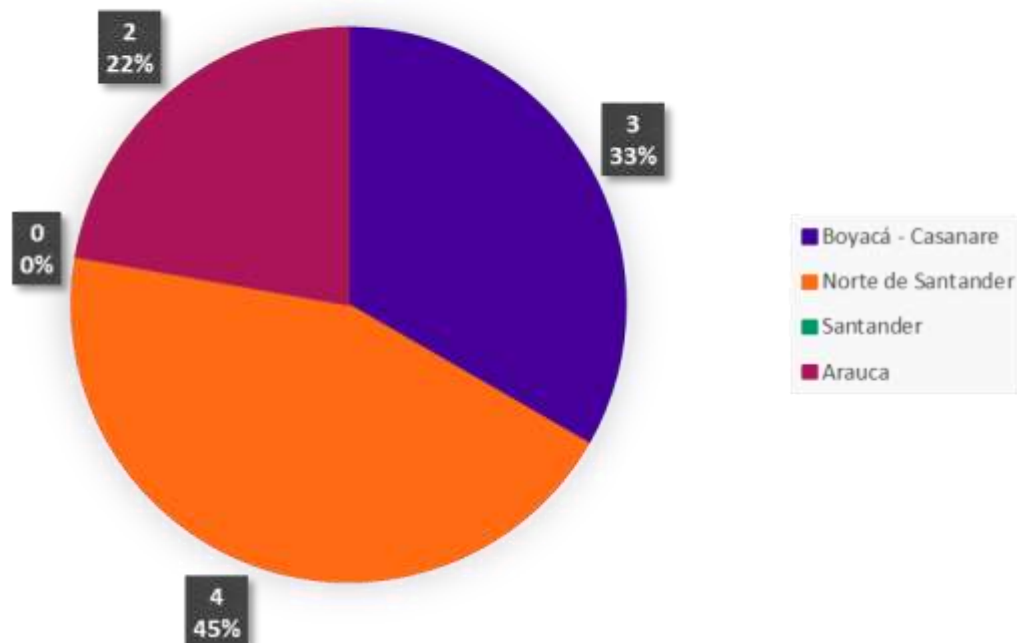
- La eliminación de la restricción de sobrecarga en los transformadores de Caño Limón 230/34.5 kV ante la salida de uno de ellos está sujeta a la entrada en operación del cuarto transformador de Caño Limón. Se recomienda al promotor del proyecto mantener la FPO actualizada

Restricciones 2033



9

Restricciones área Nordeste



Aumento de demanda



El comportamiento creciente de demanda mitiga progresivamente hasta desaparecer en 2026, las restricciones por generación atrapada en Casanare.

El aumento de demanda en Norte de Santander hace que aparezcan la restricciones por sobrecarga de elementos ante la salida del transformador S/E Belén 230/115 kV en 2028

Unidades equivalentes



Se observa la necesidad de programar unidades para soporte de tensión en Norte de Santander (Tasajero, Paipa 4, Sogamoso) para demandas esperadas en 2028 (>330 MW)

Observaciones

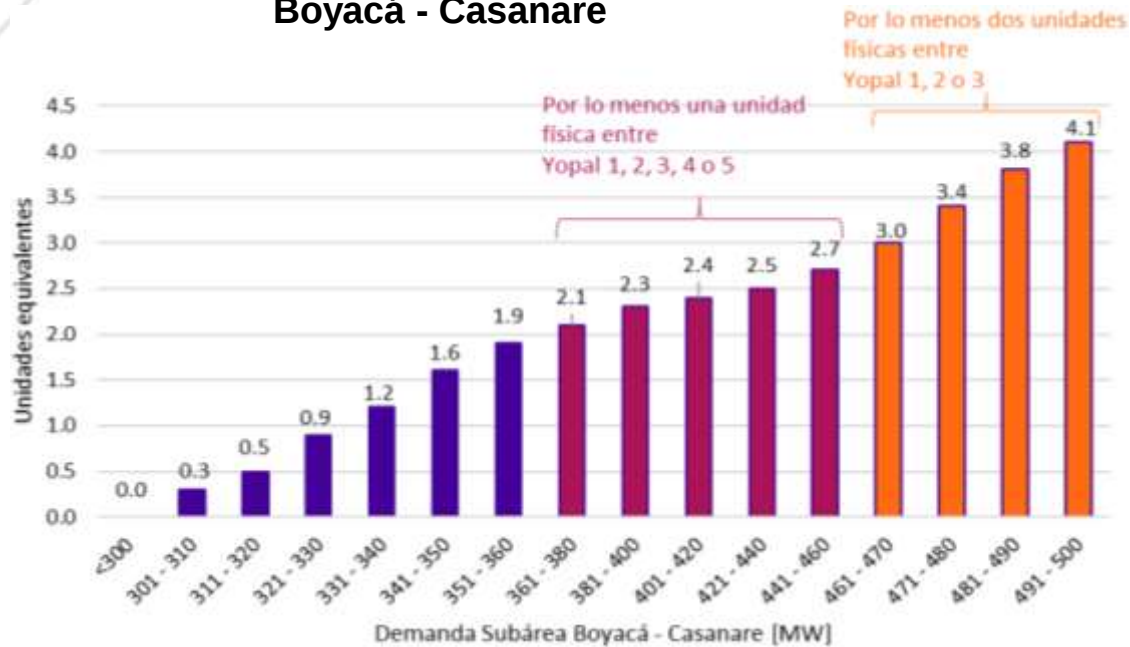


- En 2028, con la entrada del proyecto UPME 08-2021 La Paz 230 kV y Línea Alcaraván – Banadía 230 kV se presentan dos restricciones, donde la recomendación operativa para atender una de ellas deja expuesto el sistema a que se materialice la otra

Requerimiento de unidades



Boyacá - Casanare



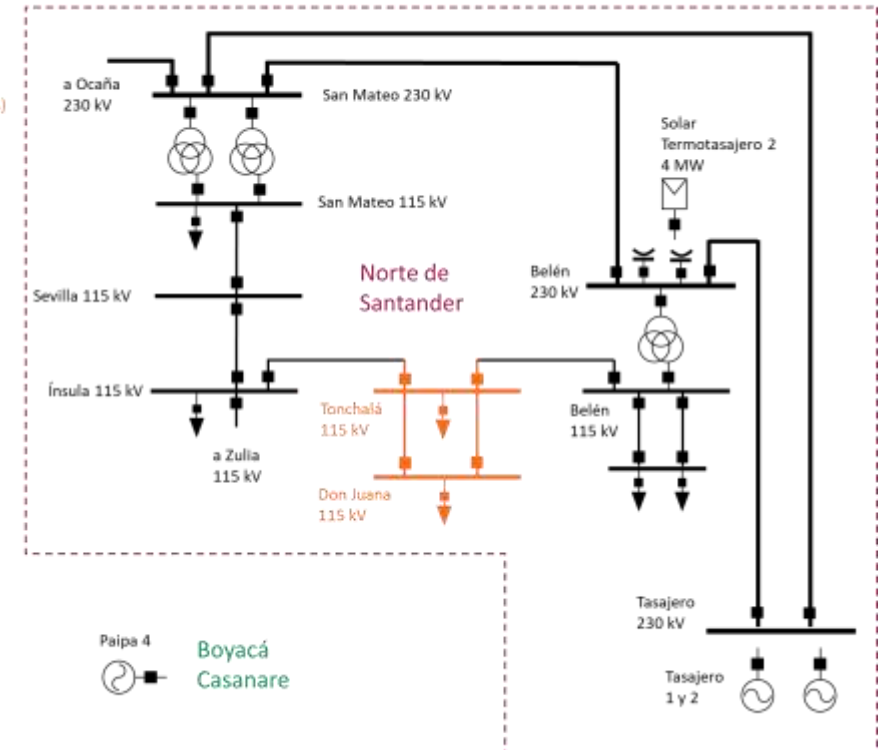
Andes Solares 85 MW (2024)

Solar Yanigües 200 MW (2024)

Sogamoso

Santander

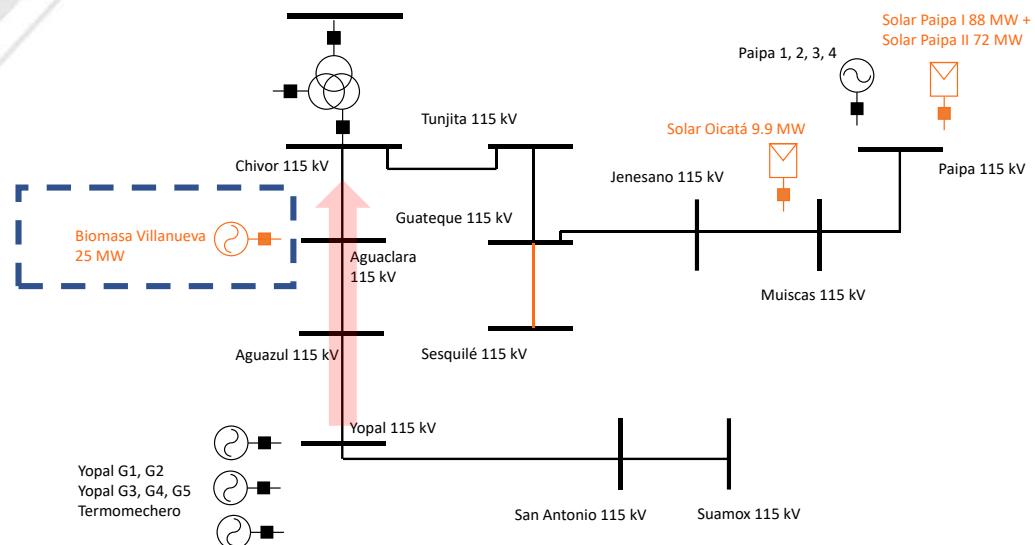
Norte de Santander



Demanda [MW]	Unidades mínimas a programar
>330	Paipa 4 + Sogamoso 1 + Sogamoso 2
>360	1 unidad de Tasajero
>390	Tasajero 1 + Tasajero 2

Según las proyecciones de demanda, en el año 2028 se presentarían valores de demanda para los cuales se requeriría la programación de unidades de Tasajero, Paipa 4 y Sogamoso para mantener perfiles de tensión adecuados ante contingencia (TRF de Belén 230/115 kV y la Línea Ocaña – San Mateo 230 kV)

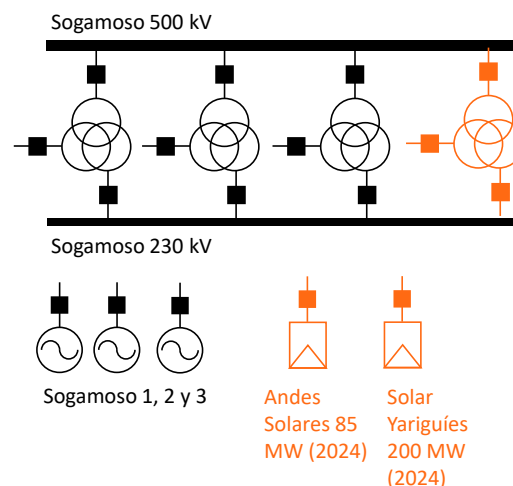
Impacto de proyectos



PROG04270 Planta Biomasa Villanueva 25 MW

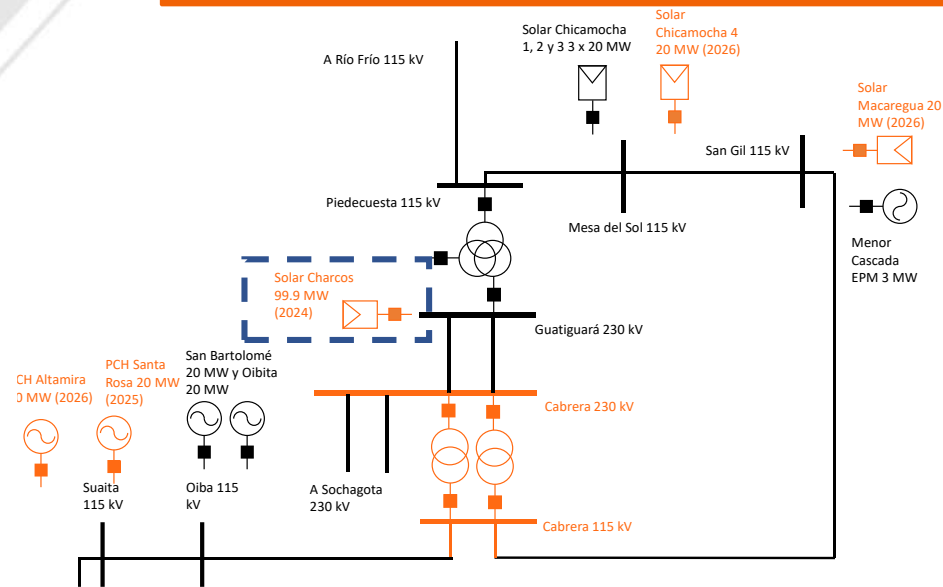
- **Promotor:** SPV VILLANUEVA S.A.S
- **Descripción:** planta de generación a Biomasa de 25 MW a conectarse en la subestación Aguaclara 115 kV.
- **FPO:** 01/04/2024
- **Impacto:** Mitiga altas cargas en el circuito Aguazul – Yopal 115 kV, en estado normal de operación y las restricciones asociadas a generación atrapada en Casanare. Tendría una contribución de 0.4 unidades equivalentes para soporte de tensión en la subárea Boyacá – Casanare cuya contribución más significativa es la de soporte de tensión ante la contingencia del circuito Aguaclara – Chivor 115 kV.

PTRA03850 Transformador 4 Sogamoso 500/230 kV



- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** Definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020- 2034” de la UPME mediante la resolución MME 40279 de 2021. Ttransformador 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso.
- **FPO:** 30/06/2024
- **Impacto:** Favorece la transferencia de potencia desde el área Nordeste hacia el área Caribe, en escenarios de demanda media y en escenarios de alto intercambio de potencia desde el área Nordeste hacia Caribe

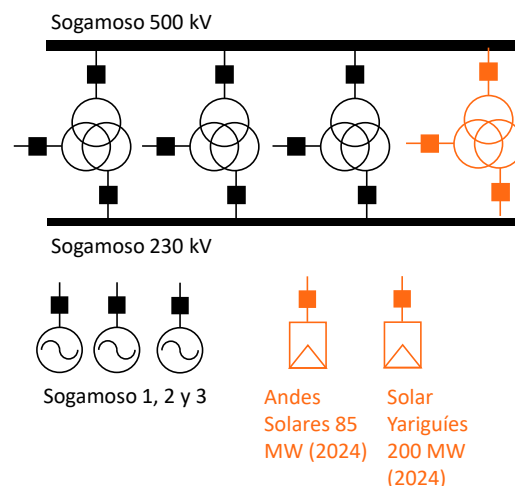
Impacto de proyectos



PROG04817 Planta Solar Charcos 99.9 MW

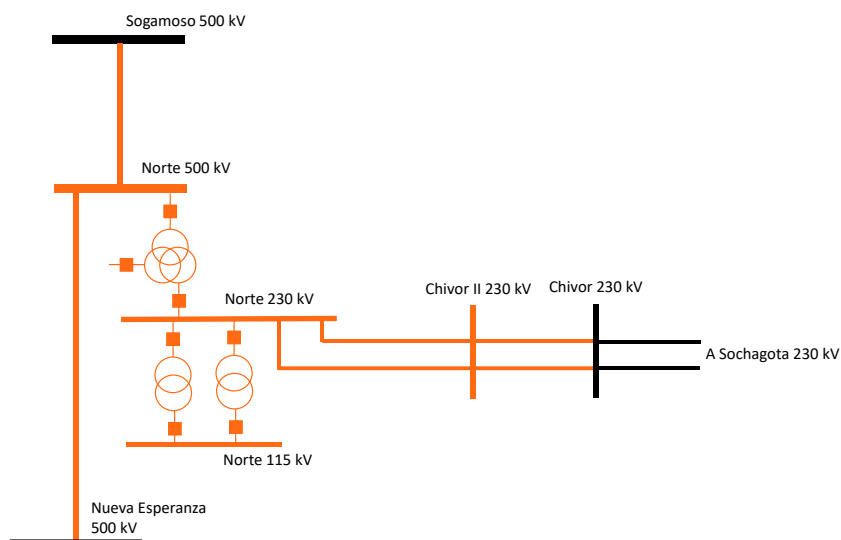
- **Promotor:** Solar Projects Developers S.A.S.
- **Descripción:** planta de generación solar de 99.9 MW a conectarse en la subestación Guatiguará 230 kV.
- **FPO:** 30/09/2024
- **Impacto:** El hecho de que esta generación esté en el punto de conexión de carga o cerca a este, implica que al tenerla se cuenta con un mejor perfil de tensión en el área. Tiene impacto positivo en las restricciones Cabrera – Guatiguará 230 kV / Mesa del Sol – Piedecuesta 115 kV.

PROG00539 Planta Solar Yariguíes 200 MW y PROG00540 Planta Solar Andes 85 MW



- **Promotor:** YARIGUIES SOLAR y ANDES SOLARES.
- **Descripción:** planta de generación solar de 200 MW Y 85 MW a conectarse en la subestación Sogamoso 230 kV.
- **FPO:** 31/12/2024
- **Impacto:** : Recursos adicionales para el control de tensión en Sogamoso por lo que se contaría con un mejor perfil de tensión en el área. Debido a la baja sensibilidad de esta generación en los flujos de los elementos donde se identifican restricciones por sobrecargas de red, no tiene impacto significativo en el control de éstas

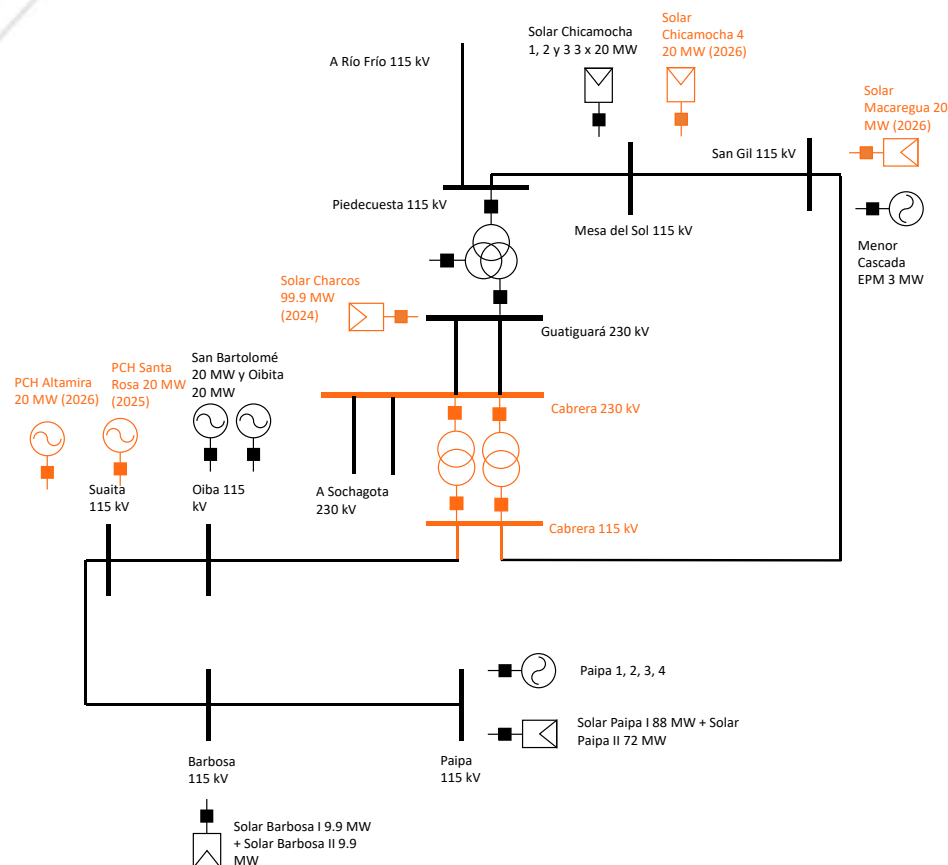
Impacto de proyectos



PTRA00070 UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV, PTRA00057 UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV y PTRA00256 S/E Norte 115 kV y activos asociados

- **Promotor:** Proyectos STN: GEB; STR: ENEL Colombia.
- **Descripción:** Nuevas subestaciones Norte 500-230-115 kV y Chivor II 230 kV. Conexión a 500 kV Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza. Líneas doble circuito a 230 kV Norte – Chivor II – Chivor. Conexión al STR de Oriental a través de transformación 230/115 kV en Norte.
- **FPO:** STN 30/04/2025; STR 06/05/2026
- **Impacto:** Enlaces adicionales a nivel de STN entre Nordeste y Oriental que permitirá la evacuación de generación en especial cuando hay alta generación en Nordeste y baja generación en Oriental y descargando el intercambio por Aguaclara – Chivor 1 115 kV y Jenesano – Muisacas 1 115 kV.

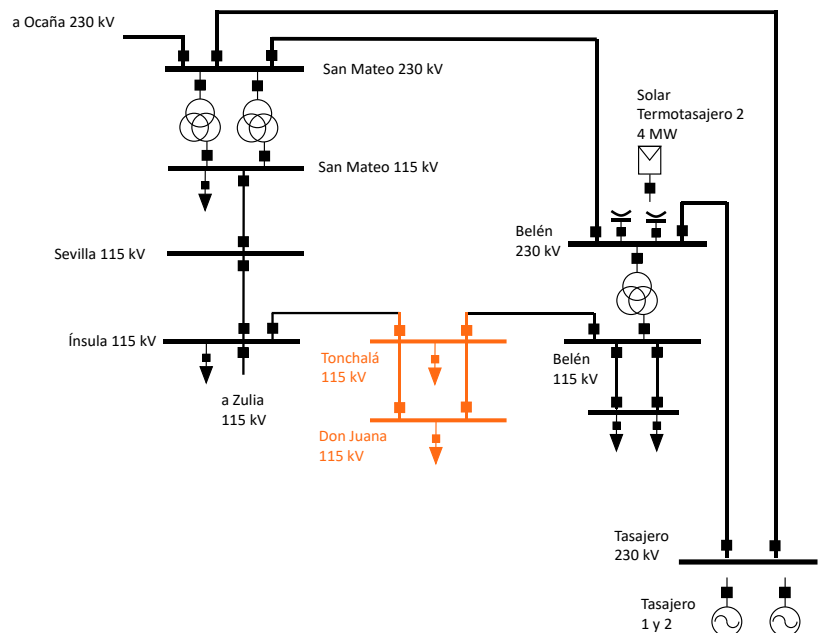
Impacto de proyectos



PTRA00324 UPME 09-2021 Subestación Cabrera 230 kV

- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** Proyecto en prepublicación. Subestación a 230 kV que secciona los circuitos Guatiguará – Sochagota 1 y 2 230 kV. Se une con el proyecto Cabrera STR mediante dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno y el seccionamiento y reconfiguración del circuito Oiba – San Gil 1 115 kV.
- **FPO:** 31/10/2026
- **Impacto:** Habilita la conexión del proyecto Solar Macaregua y Solar Chicamocha 4 los cuales se encuentran supeditados a su entrada en operación.
- Se evidencia mejora en los perfiles de tensión en condiciones normales y ante contingencia de las subestaciones Oiba, Suaita y San Gil 115 kV que previo a la entrada en operación del proyecto se presentaban condiciones de radialidad larga ante contingencia, por lo tanto, se elimina la restricción de bajas tensiones ante la contingencia del circuito Piedrecuesta – San Gil 115 kV.

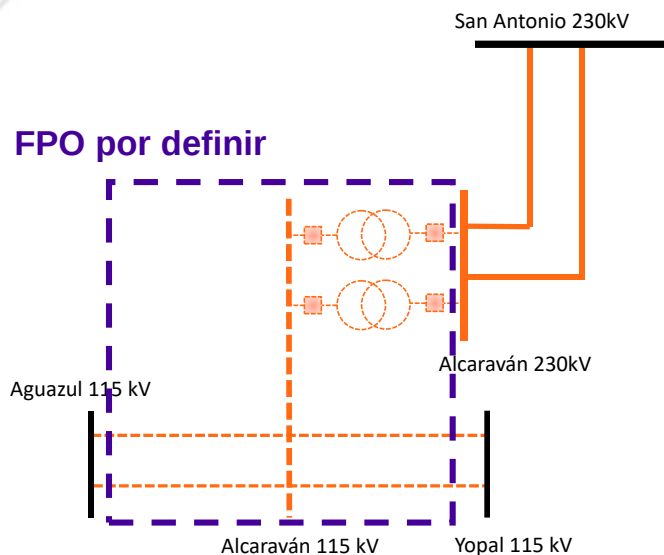
Impacto de proyectos



PTRA05067 Subestación Tonchalá 115 kV y PTRA05068 Subestación Don Juana 115 kV

- **Promotor:** CENS
- **Descripción:** la subestación Tonchalá 115 kV secciona el circuito Belén – Ínsula 115 kV. La subestación Don Juana 115 kV se conecta a la subestación Tonchalá 115 kV mediante un doble circuito de poco más de 5 km. Según lo mencionado por CENS, la demanda de las subestaciones será de traslados de carga y posible demanda nueva.
- **FPO:** 2026
- **Impacto:** En el caso que corresponda a demanda adicional, el proyecto tendrá impacto negativo sobre las restricciones de sobrecarga en el corredor San Mateo – Sevilla – Ínsula – Tonchalá – Belén 115 kV ante la salida del transformador de Belén 230/115 kV.
- En la subestación Don Juana 115 kV se tenía previsto la conexión de la PCH Norte de 19.9 MW, sin embargo, no está considerada dentro de los proyectos de generación en el horizonte de análisis, dado que su punto de conexión fue liberado.

Impacto de proyectos



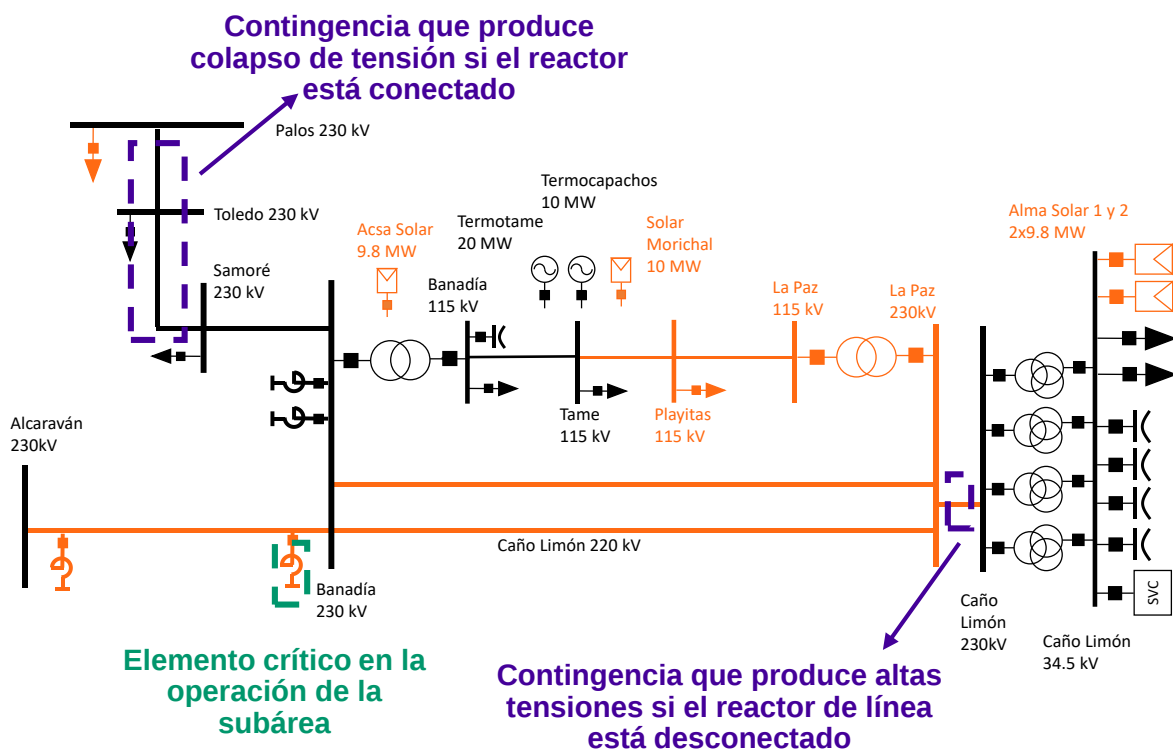
PTRA03361 UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV

- **Promotor:** UPME.
- **Descripción:** Proyecto en prepublicación. Definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2016- 2030” junto con el proyecto UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV el cual a la fecha se encuentra con FPO indefinida. A nivel de STN, subestación a 230 kV, una línea doble circuito hacia la subestación San Antonio 230 kV de 90 km aproximadamente. A nivel STR, conexión con líneas doble circuito con Aguazul 115 kV y Yopal 115 kV. Se elimina el circuito Aguazul – Yopal 115 kV.
- **FPO:** STN: 28/02/2027; STR: Por definir
- **Impacto:** El impacto del proyecto en el STN se verá reflejado una vez entre en operación el proyecto en el STR. La entrada de las líneas doble circuito a nivel de STR evitaría la reaparición de las restricciones por generación atrapada en Casanare y alta carga, en estado normal de operación, del circuito Yopal – Aguazul 1 115 kV. A su vez, la conexión a nivel de STN con San Antonio mejora los perfiles de tensión en la subárea Boyacá – Casanare por lo cual no se requeriría de la programación de unidades equivalentes para soporte de tensión.

Impacto de proyectos



PPTRA00423 UPME 08-2021 La Paz 230 kV y Línea Alcaraván – Banadía 230 kV, PTR00405 Subestación Playitas 115 kV y líneas Tame – Playitas 115 kV y La Paz – Playitas 115 kV, PTR00425 Transformador La Paz 50 MVA 230/115 kV



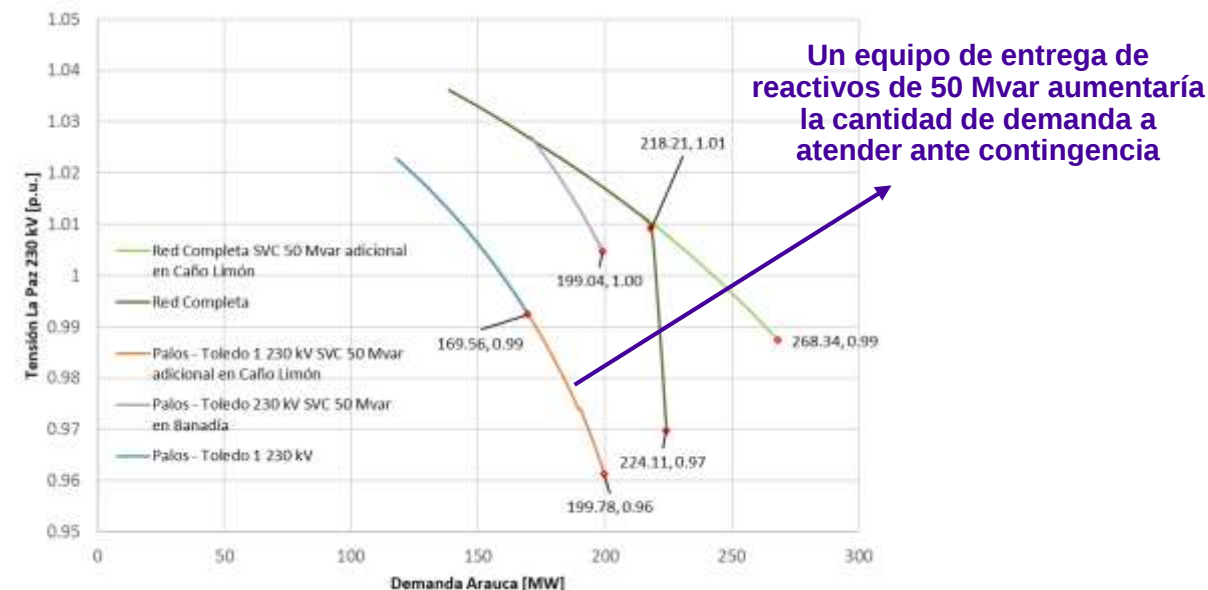
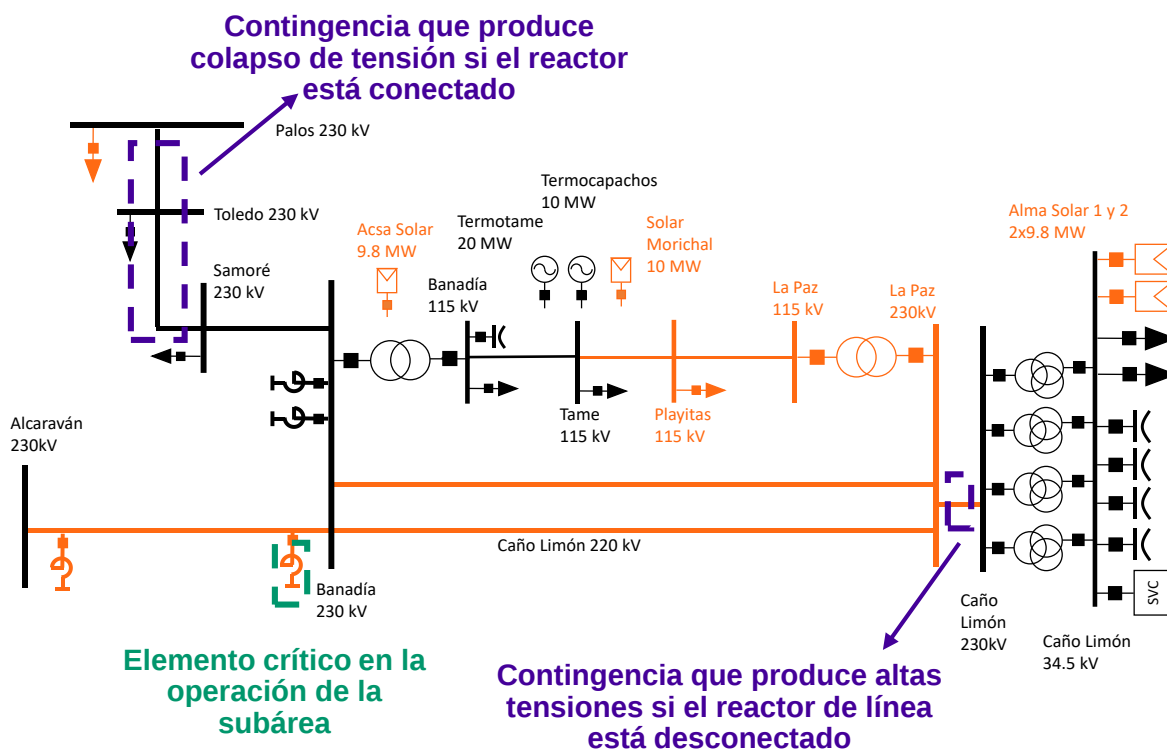
- **Promotor:** STN: UPME; STR: ENELAR.
- **Descripción:** STN: Proyecto en prepublicación. Nuevo circuito Alcaraván – Banadía 230 kV (230 km aproximadamente) con reactores de línea maniobrables bajo carga de 80 Mvar. Nueva subestación La Paz 230 kV, nuevo circuito Banadía – La Paz 230 kV y seccionamiento del circuito Banadía – Caño Limón 230 kV dejando una conexión a doble circuito entre La Paz y Banadía.
- **FPO:** STN: 31/01/2028; STR: 31/10/2026
- **Impacto:** Ofrece confiabilidad al eliminar la conexión radial de Arauca.
- Se produce colapso de tensiones ante la salida del corredor Palos – Toledo – Samoré 230 kV con el reactor de línea de Banadía conectado

Impacto de proyectos



PPTRA00423 UPME 08-2021 La Paz 230 kV y Línea Alcaraván – Banadía 230 kV, PTR00405 Subestación Playitas 115 kV y líneas Tame – Playitas 115 kV y La Paz – Playitas 115 kV, PTR00425 Transformador La Paz 50 MVA 230/115 kV

- **Impacto:** Ofrece confiabilidad al eliminar la conexión radial de Arauca.
- Se produce colapso de tensiones ante la salida del corredor Palos – Toledo – Samoré 230 kV con el reactor de línea de Banadía conectado. Considerando desconectado el reactor de línea, se podría atender de manera segura una demanda de alrededor de 170 MW ante la contingencia

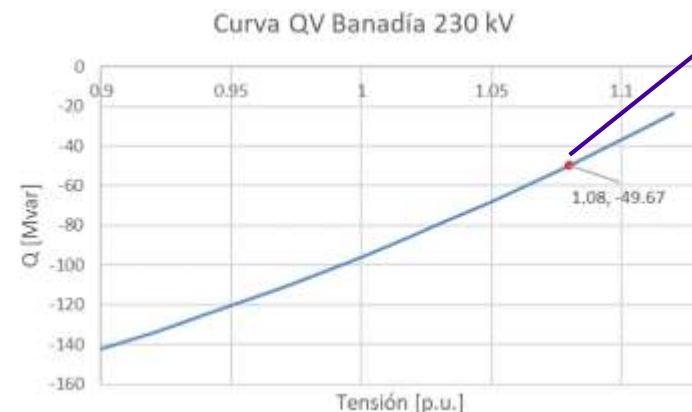
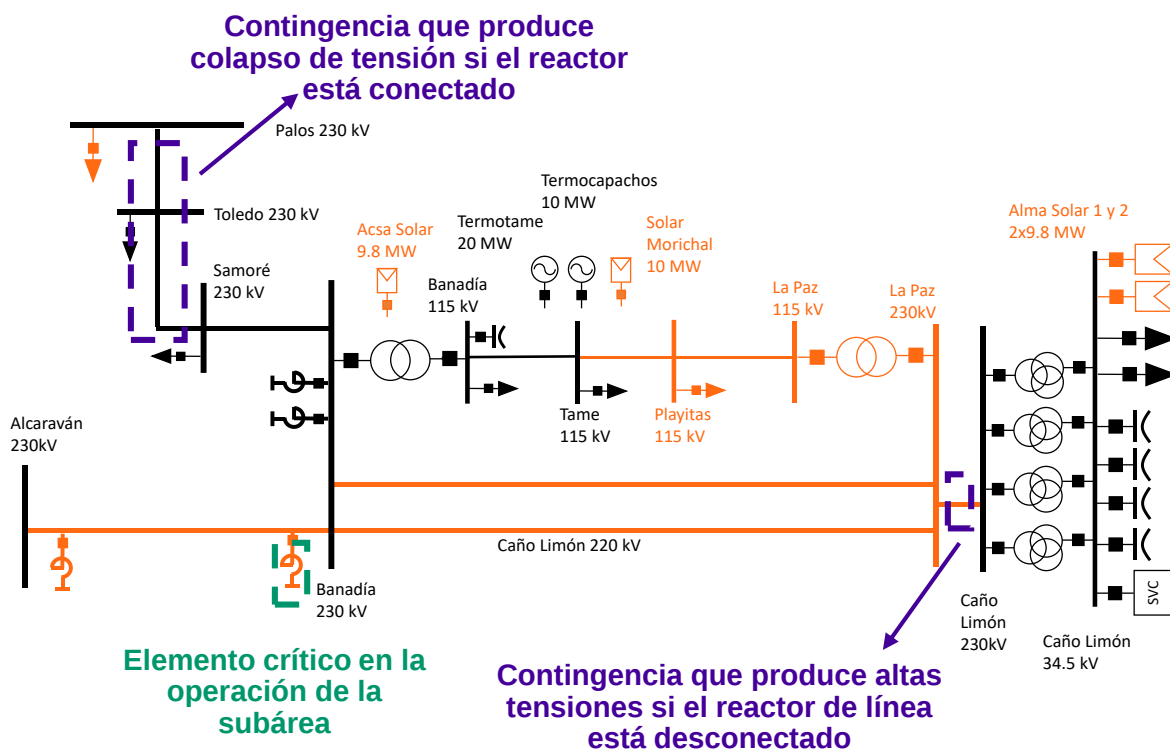


Impacto de proyectos



PPTRA00423 UPME 08-2021 La Paz 230 kV y Línea Alcaraván – Banadía 230 kV, PTR00405 Subestación Playitas 115 kV y líneas Tame – Playitas 115 kV y La Paz – Playitas 115 kV, PTR00425 Transformador La Paz 50 MVA 230/115 kV

- **Impacto:** Ofrece confiabilidad al eliminar la conexión radial de Arauca.
- Se producen altas tensiones ante la salida de la línea Caño Limón – La Paz 230 kV y el reactor de línea de Banadía 230 kV desconectado. Se realiza curva QV en Banadía 230 kV ante la contingencia para observar la necesidad de absorción de reactivos para mantener tensiones en valor seguro para la subárea



Un equipo de absorción de reactivos de 50 Mvar mantendría las tensiones en rangos seguros ante la contingencia

Impacto de proyectos



Otros proyectos de generación

- Los impactos relevantes de estas plantas son los siguientes:
- Las plantas Santa Rosa, Altamira, Celsia Solar Chicamocha 4 y Macaregua intervienen de manera negativa en la restricción Cabrera – Guatiguará 1 o 2 230 kV / Mesa del Sol – Piedecuesta 115 kV, dado que el aumento en su despacho aumenta la transferencia por el circuito Mesa del Sol – Piedecuesta 115 kV.

Otros proyectos de generación

Proyecto	Tipo	Capacidad [MW]	FPO	Punto de Conexión	Subárea
Lizama	Solar	40	30/09/2024	Lizama 115 kV	Santander
Sol de Santander	Solar	40	30/09/2024	Lizama 115 kV	Santander
La Fortuna	Solar	9.9	30/09/2024	Lizama 34.5 kV	Santander
Santa Rosa	Hidráulico	20	31/08/2025	Suaita 115 kV	Santander
Planta Solar Sabana de Torres	Solar	15	31/12/2025	Sabana de Torres 34.5 kV	Santander
ACSA SOLAR	Solar	9.8	31/12/2025	CSIR34 (Pertenece al circuito Banadía – Saravena 34.5 kV)	Arauca
Altamira	Hidráulico	20	31/03/2026	Suaita 115 kV	Santander
Macaregua	Solar	19.9	31/10/2026	San Gil 34.5 kV	Santander
Celsia Solar Chicamocha 4	Solar	19.9	31/10/2026	Mesa del Sol 115 kV	Santander
Parque de Generación fotovoltaico Playitas	Solar	19.9	31/01/2028	Playitas 34.5 kV	Arauca

Fortaleza de la red con métricas SCR



2024

Proyecto	MW	Punto de conexión	Subárea	CSCR	WSC
Alma Solar 1	9.8	Zona Industrial-Caracol 34.5 kV	Arauca	12.3	12.3
Alma Solar 2	9.8	Zona Industrial-Caracol 34.5 kV	Arauca	12.3	
Morichal	9.9	Tame 13.8 kV	Arauca	16.7	16.7
CSF Continua Barbosa I	9.9	Barbosa 34.5 kV	Boyacá - Casanare	33.1	
CSF Continua Barbosa II	9.9	Barbosa 34.5 kV	Boyacá - Casanare	33.1	6
Juana María	9.4	El Huche 34.5 kV	Boyacá - Casanare	66.7	
Mata Redonda	25	Bavaria 115 kV	Boyacá - Casanare	35.6	
Paipa I	88	Paipa 115 kV	Boyacá - Casanare	11	
Paipa II	72	Paipa 115 kV	Boyacá - Casanare	11	
Parque de Generación solar Fotovoltaico Oicatá	9.9	Muiscas 34.5 kV	Boyacá - Casanare	97	
Planta Solar Bochica	20	Rio Chiquito 34.5 kV	Boyacá - Casanare	84	
Sáchica	9.9	Alto Ricaurte 34.5 kV	Boyacá - Casanare	63.6	
La Mata	80	Ayacucho 115 kV	Norte de Santander	3.4	
Parque Fotovoltaico Sunnorte	35	Ocaña 115 kV	Norte de Santander	33.2	
Parque Solar Fotovoltaico Los Girasoles	9.5	Abrego 34.5 kV	Norte de Santander	33.2	6.5
Solar Termotasajero Dos	4	Guaduas 34.5 kV	Norte de Santander	95	
Andes Solares	85	Sogamoso 220 kV	Santander	18.5	5.9
Barranquita	9.9	Barranquita 34.5 kV	Santander	187	
Celsia Solar Chicamocha 1	20	Mesa del Sol 115 kV	Santander	2.4	
Celsia Solar Chicamocha 2	20	Mesa del Sol 115 kV	Santander	2.4	
Celsia Solar Chicamocha 3	20	Mesa del Sol 34.5 kV	Santander	2.4	
Charcos	100	Guatiguará 230 kV	Santander	38.9	
La Fortuna	9.9	Lizama 34.5 kV	Santander	7.3	
La Pradera	40	San Alberto 115 kV	Santander	4.7	4.7
Proyecto Solar Pétalo de Cesar II	20	San Alberto 34.5 kV	Santander	4.7	
Puerto Wilches	15	Puerto Wilches 34.5 kV	Santander	58.2	5.9
Sol de Santander	40	Lizama 115 kV	Santander	7.3	
Solar FV Lizama	40	Lizama 115 kV	Santander	7.3	
Yariguíes	200	Sogamoso 220 kV	Santander	18.5	
Zapatoca	16	Zapatoca 34.5 kV	Santander	145	

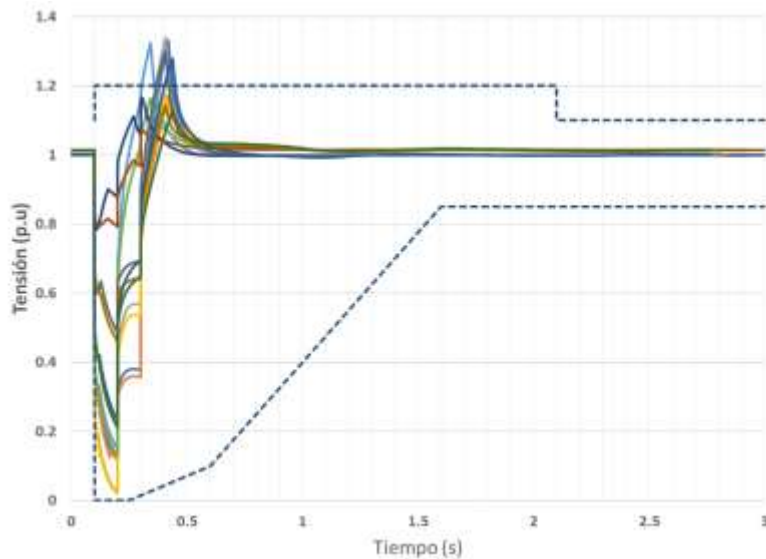
2028

Proyecto	MW	Punto de conexión	Subárea	CSC R	WSC R
ACSA SOLAR	9.8	CSIR34 (Perteneciente al circuito Banadía – Saravena 34.5 kV)	Arauca	12.8	14.9
Alma Solar 1	9.8	Zona Industrial-Caracol 34.5 kV	Arauca	9.2	11
Alma Solar 2	9.8	Zona Industrial-Caracol 34.5 kV	Arauca	9.2	
Morichal	9.9	Tame 13.8 kV	Arauca	9.9	10.9
Parque de Generación fotovoltaico Playitas	20	Playitas 34.5 kV	Arauca	9.9	
CSF Continua Barbosa I	9.9	Barbosa 34.5 kV	Boyacá - Casanare	36.2	6.8
CSF Continua Barbosa II	9.9	Barbosa 34.5 kV	Boyacá - Casanare	36.2	
Juana María	9.4	El Huche 34.5 kV	Boyacá - Casanare	66.1	
Mata Redonda	25	Bavaria 115 kV	Boyacá - Casanare	35.5	
Paipa I	88	Paipa 115 kV	Boyacá - Casanare	11	
Paipa II	72	Paipa 115 kV	Boyacá - Casanare	11	
Parque de Generación solar Fotovoltaico Oicatá	9.9	Muiscas 34.5 kV	Boyacá - Casanare	97.5	
Planta Solar Bochica	20	Rio Chiquito 34.5 kV	Boyacá - Casanare	84.3	
Sáchica	9.9	Alto Ricaurte 34.5 kV	Boyacá - Casanare	63.9	
La Mata	80	Ayacucho 115 kV	Norte de Santander	3.4	
Parque Fotovoltaico Sunnorte	35	Ocaña 115 kV	Norte de Santander	33.9	7.5
Parque Solar Fotovoltaico Los Girasoles	9.5	Abrego 34.5 kV	Norte de Santander	33.9	
Solar Termotasajero Dos	4	Guaduas 34.5 kV	Norte de Santander	92.2	6.8
Andes Solares	85	Sogamoso 220 kV	Santander	20.6	
Barranquita	9.9	Barranquita 34.5 kV	Santander	191	
Celsia Solar Chicamocha 1	20	Mesa del Sol 115 kV	Santander	6.8	
Celsia Solar Chicamocha 2	20	Mesa del Sol 115 kV	Santander	6.8	
Celsia Solar Chicamocha 3	20	Mesa del Sol 34.5 kV	Santander	6.8	
Celsia Solar Chicamocha 4	20	Mesa del Sol 115 kV	Santander	6.8	
Charcos	100	Guatiguará 230 kV	Santander	40.7	5.8
La Fortuna	9.9	Lizama 34.5 kV	Santander	7.3	
La Pradera	40	San Alberto 115 kV	Santander	4.6	6.8
Macaregua	20	San Gil 34.5 kV	Santander	53.2	
Planta Solar Sabana de Torres	15	Sabana de Torres 34.5 kV	Santander	32.3	5.8
Proyecto Solar Pétalo de Cesar II	20	San Alberto 34.5 kV	Santander	4.6	
Puerto Wilches	15	Puerto Wilches 34.5 kV	Santander	58.4	6.8
Sol de Santander	40	Lizama 115 kV	Santander	7.3	
Solar FV Lizama	40	Lizama 115 kV	Santander	7.3	
Yariguíes	200	Sogamoso 220 kV	Santander	20.6	
Zapatoca	16	Zapatoca 34.5 kV	Santander	150	

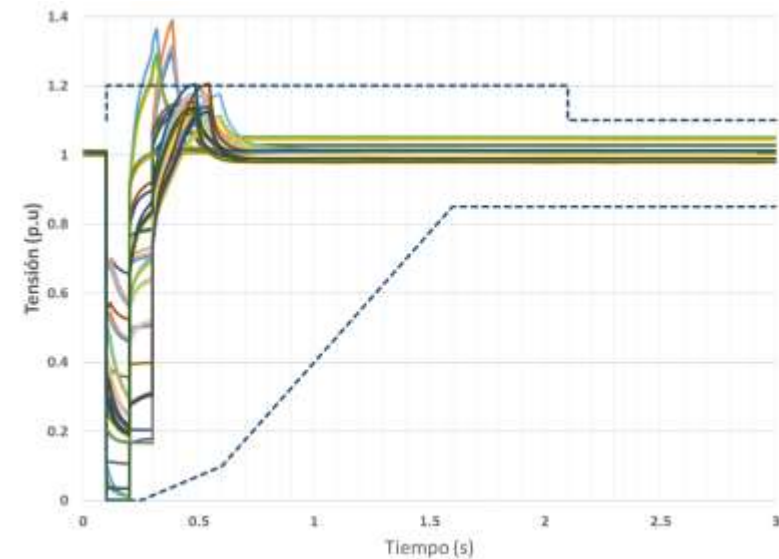
Análisis de inyección rápida de reactivos



Arauca, 2024, $k=0$ en las FERNC



Arauca, 2028, $k=0$ en las FERNC



- para la generación FERNC conectada en nodos de Arauca se identificó a partir de sensibilidades al ajuste del factor K, que aún con $k=0$ se presentaría incursión por fuera de la curva HVRT.
- Se recomienda a los promotores de estos proyectos realizar una evaluación con modelos más detallados para verificar si el pico de tensión observado correspondería a una situación presente en la planta y si este delta implica desconexión de la misma, permitiendo identificar si es necesario contar con equipos de compensación que faciliten el cumplimiento de los requerimientos de la resolución

Conclusiones

Restricciones



- La entrada del proyecto UPME 09-2021 Cabrera 230 kV junto con el proyecto STR correspondiente ofrece mayor confiabilidad en Santander eliminando la restricción por bajas tensiones ante la contingencia del corredor Piedecuesta – Mesa del Sol – San Gil 115 kV. Se evidencia una restricción adicional por altos intercambios desde Boyacá – Casanare hacia Santander
- El aumento de demanda previsto en Norte de Santander provocaría la aparición de restricciones por sobrecarga ante la salida del transformador de Belén 230/115 kV en el corredor San Mateo – Sevilla – Ínsula 115 kV en el año 2028, y en el corredor Ínsula – Tonchalá – Belén 115 kV en el año 2033.
- Para el año 2028, la entrada de los proyectos UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV y UPME 08-2021 La Paz 230 kV y línea Alcaraván - Banadía 230 kV ingresan nuevas restricciones de altas tensiones y bajas tensiones en la subárea Arauca ante contingencia. La medida operativa principal para el control de altas tensiones (conectar el reactor de línea de Alcaraván hacia Banadía 230 kV) deja expuesta el sistema a que se materialice la restricción de colapso de tensión. Se recomienda evaluar reemplazar el reactor de línea de Banadía por un equipo de entrega y absorción de potencia reactiva para atender simultáneamente las dos restricciones

Requerimiento de unidades



- El aumento de demanda en Boyacá – Casanare requiere de programación de unidades físicas de Yopal para mantener perfiles de tensión seguros ante contingencia.
- En Norte de Santander, en 2028, de presentarse valores de demanda superiores a 330 MW se requeriría de programación de unidades entre Tasajero, Paipa 4 y Sogamoso para mantener perfiles de demanda seguros ante contingencia.

Fortaleza de red - SCR



- Finalmente, el ejercicio de fortaleza de red con métricas SCR muestra que para los años 2024 y 2028 se presentan valores de las métricas por debajo de 5 en las subestaciones Mesa del Sol 115 kV, Ayacucho 115 kV y San Alberto 115 kV. Se recomienda a los diferentes promotores de los proyectos contrastar con evaluación en detalle estas métricas en la definición y dimensionamiento de los equipos, previendo, además, posibles variaciones de estas por crecimiento del sistema o degradación de este por mantenimientos, contingencias, entre otros

Inyección de corriente reactiva ante fallas



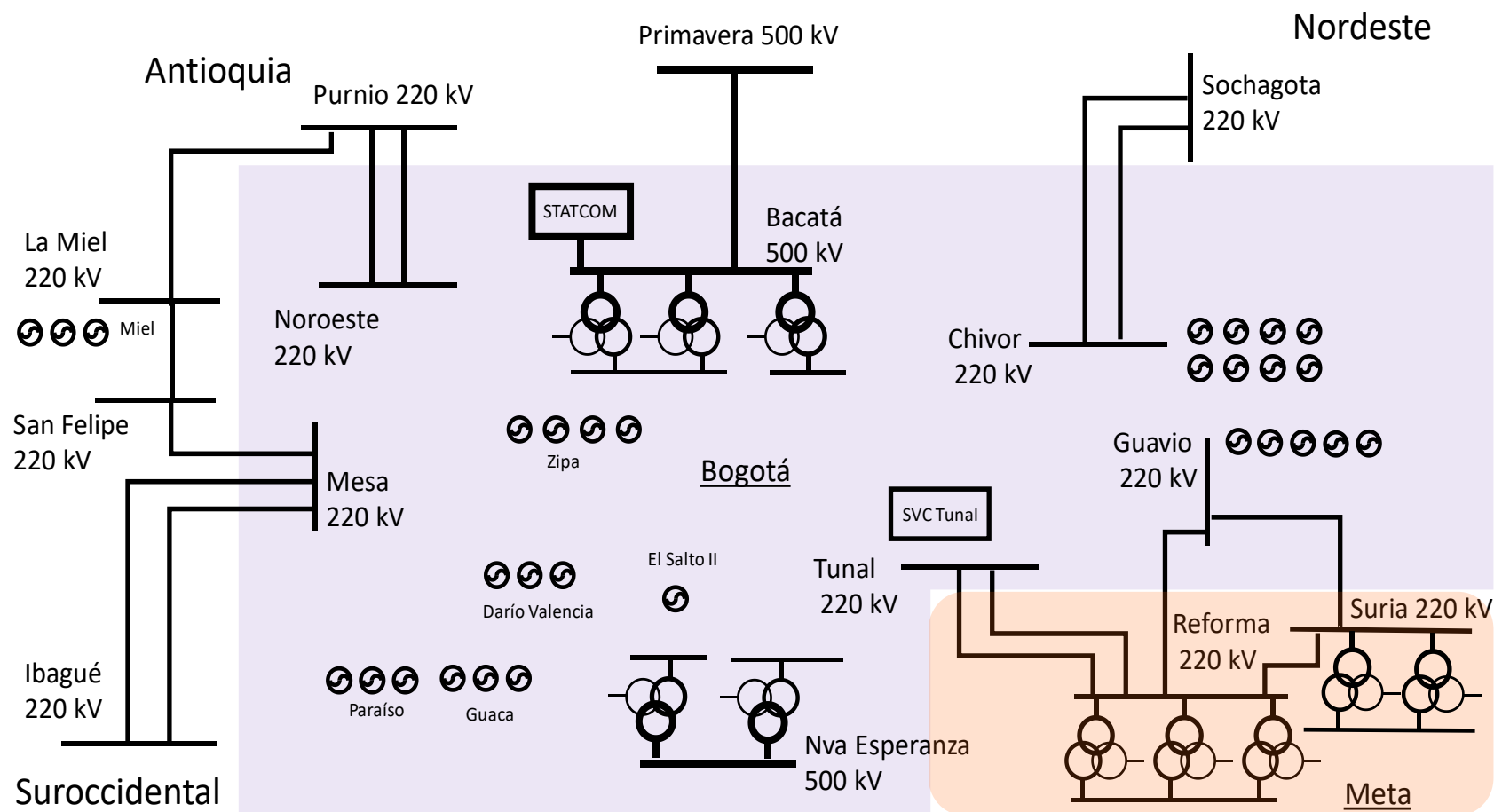
- El ejercicio realizado de respuesta de inyección de corriente reactiva ante falla muestra que, de manera preliminar, con la generación y transmisión considerada a 2024 se podrían presentar desconexiones de las FERNC en la subárea Arauca por sobretensiones; en las demás subáreas no se observarían situaciones de desconexión por sobre o baja tensión. Para el año 2028 se presentaría la misma situación en Arauca. Para las subáreas Boyacá – Casanare, Santander y Norte de Santander de manera preliminar no se observan riesgos de desconexión por sobre o baja tensión. Se recomienda a los promotores de los proyectos realizar una evaluación con modelos de mayor detalle para verificar el comportamiento de las plantas de acuerdo con lo observado en las curvas.

Oriental



xm
Sumando energías

Descripción del área



El área Oriental está conformada por las subáreas Bogotá y Meta. A inicio de 2024 contará con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 3970 MW, de los cuales, el 10 % (410 MW) corresponde a recursos con CEN menor a 20 MW.

Supuestos y consideraciones

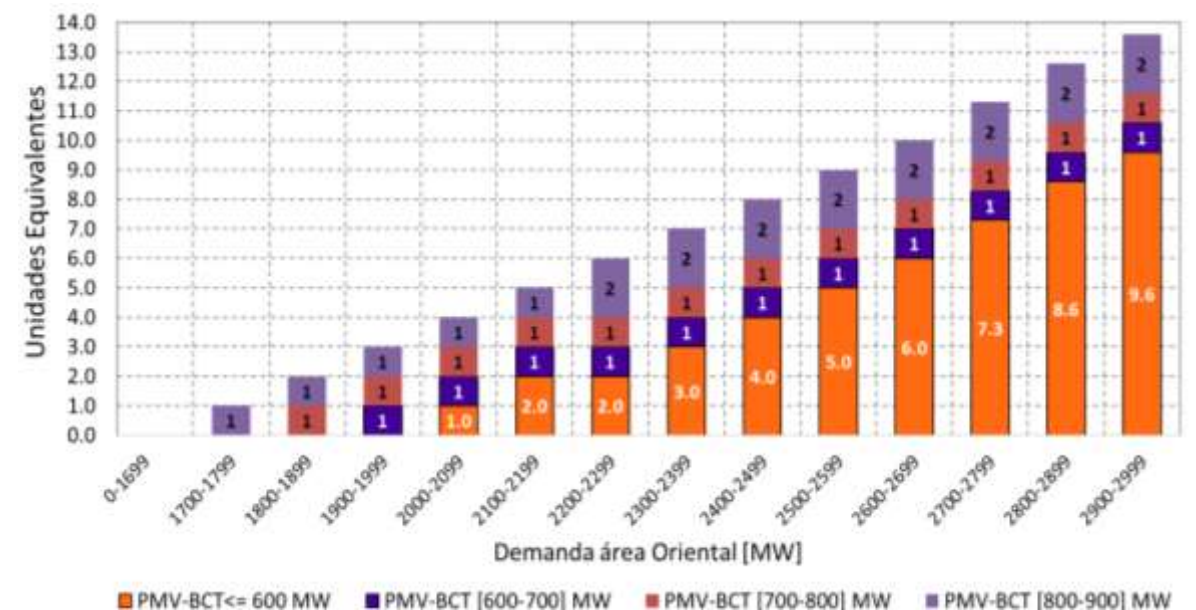
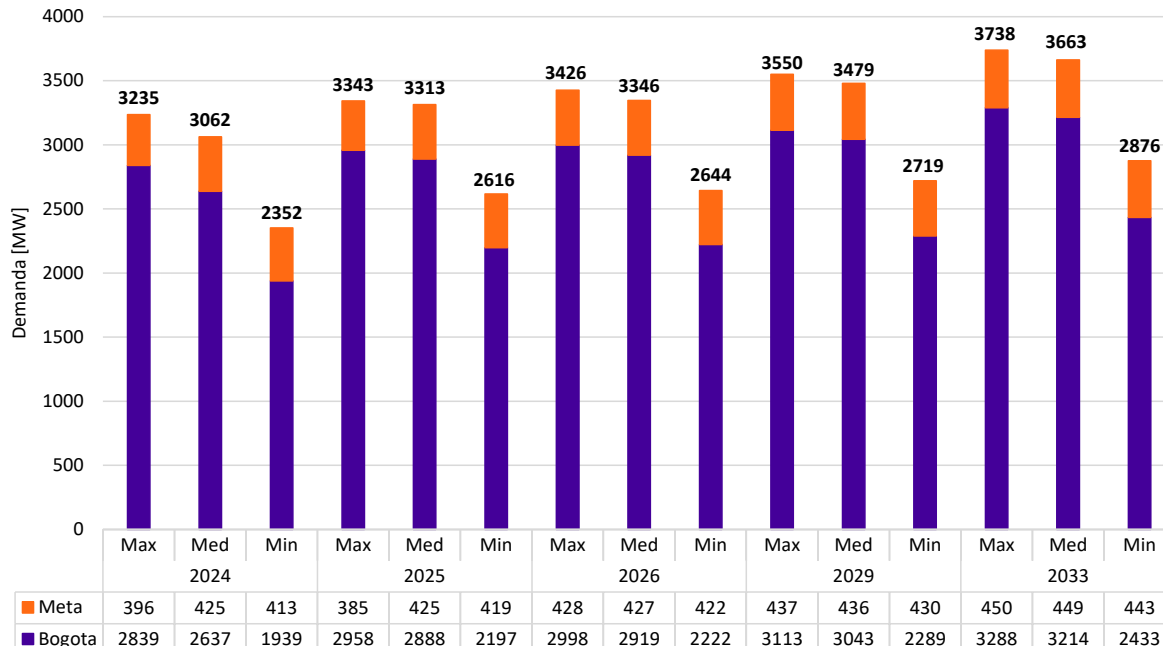


Línea Guateque – Sesquilé 115 kV abierta en Guateque para evitar sobrecargas en estado estacionario, principalmente en Sesquilé - Termo Zipa 1 115 kV. Actualmente se está revisando esta condición.

Límite de importación 2024

Primavera – Bacatá 500 kV = 900 MW

Demanda prevista para el área Oriental

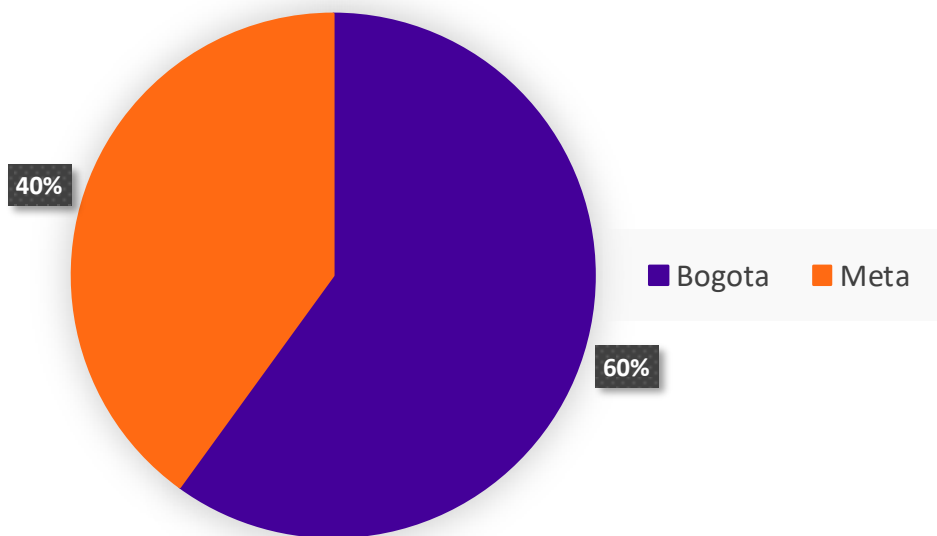


Restricciones 2024



14

Restricciones área Oriental



Limitación de generación

- Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV
- Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV
- Paraíso – Nueva Esperanza 1 230 kV/ Paraíso – Nueva Esperanza 2 230 kV



Restricciones STR

- Chivor 230/115 kV / Guavio - Mámbita 115 kV + Guavio 230/115 kV
- Tunjita – Guateque 115 kV
- Guateque – Sesquilé 115 kV



Importación

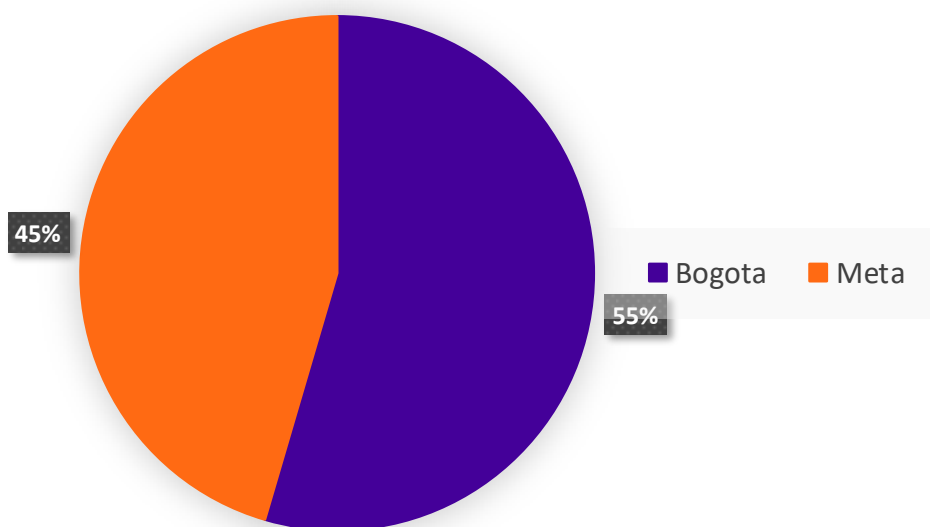
- Primavera - Bacatá 500 kV
- Primavera - Bacatá 500 kV / Guaca - Colegio 115 kV
- Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV / Bacatá - Salitre 115 kV

Restricciones 2033



11

Restricciones área Oriental



Limitación de generación

- Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV
- Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV



Restricciones STR

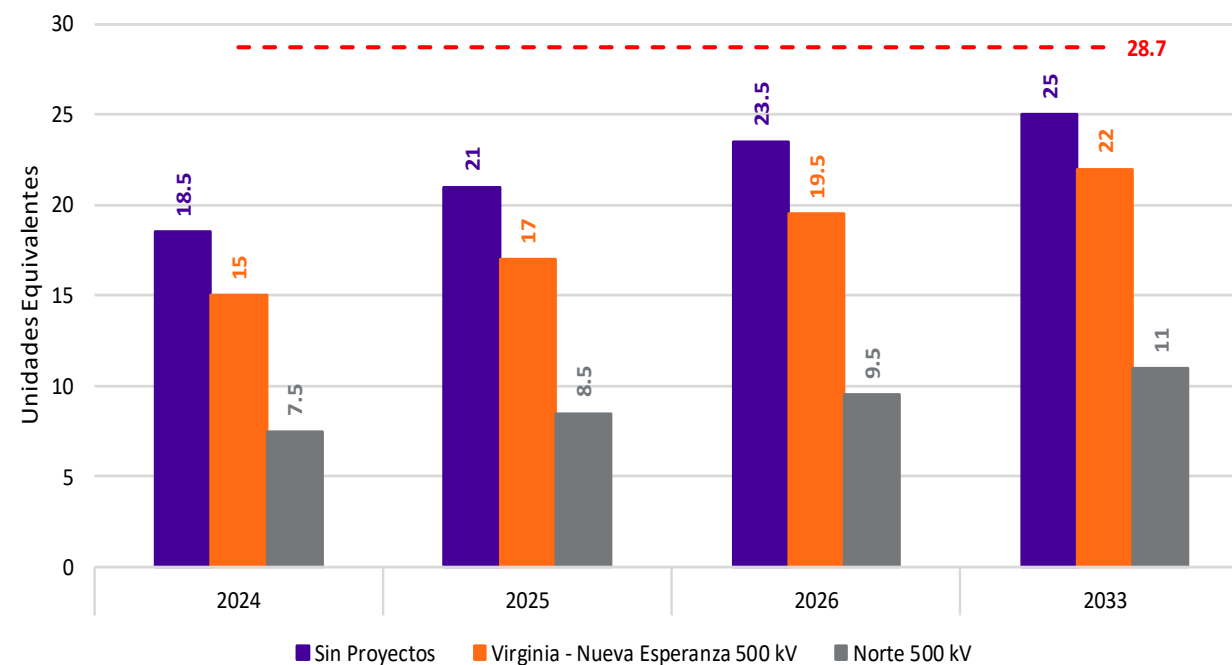
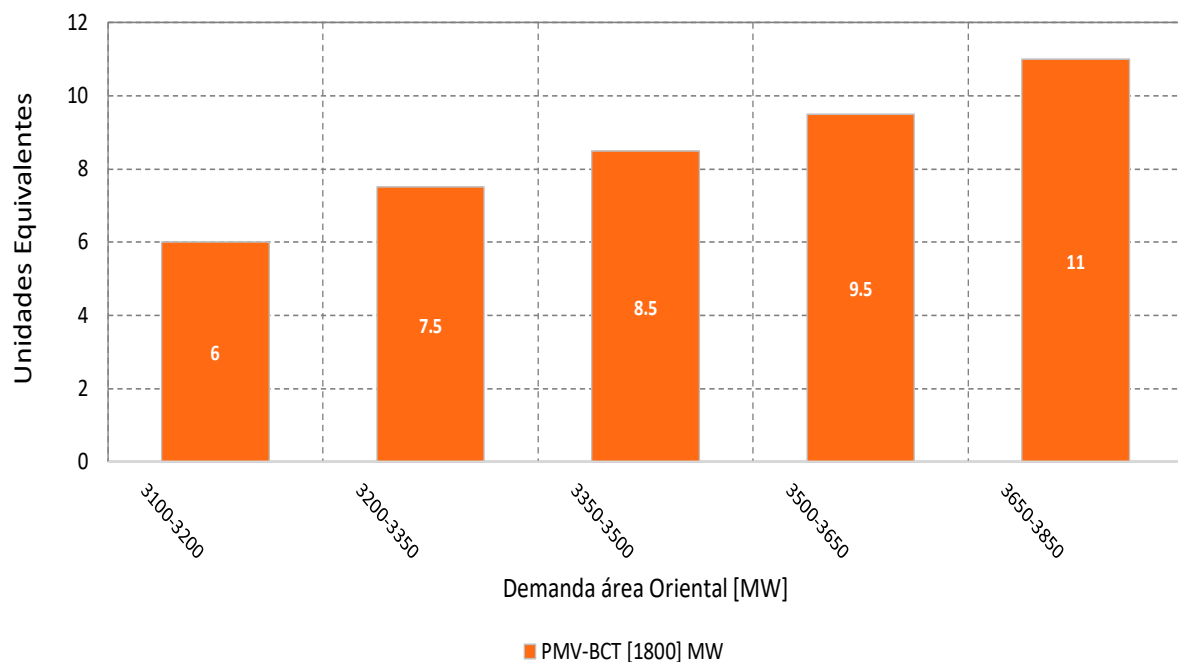
- Chivor 230/115 kV / Guavio - Mámbita 115 kV + Guavio 230/115 kV
- Tunjita – Guateque 115 kV
- Guateque – Sesquilé 115 kV



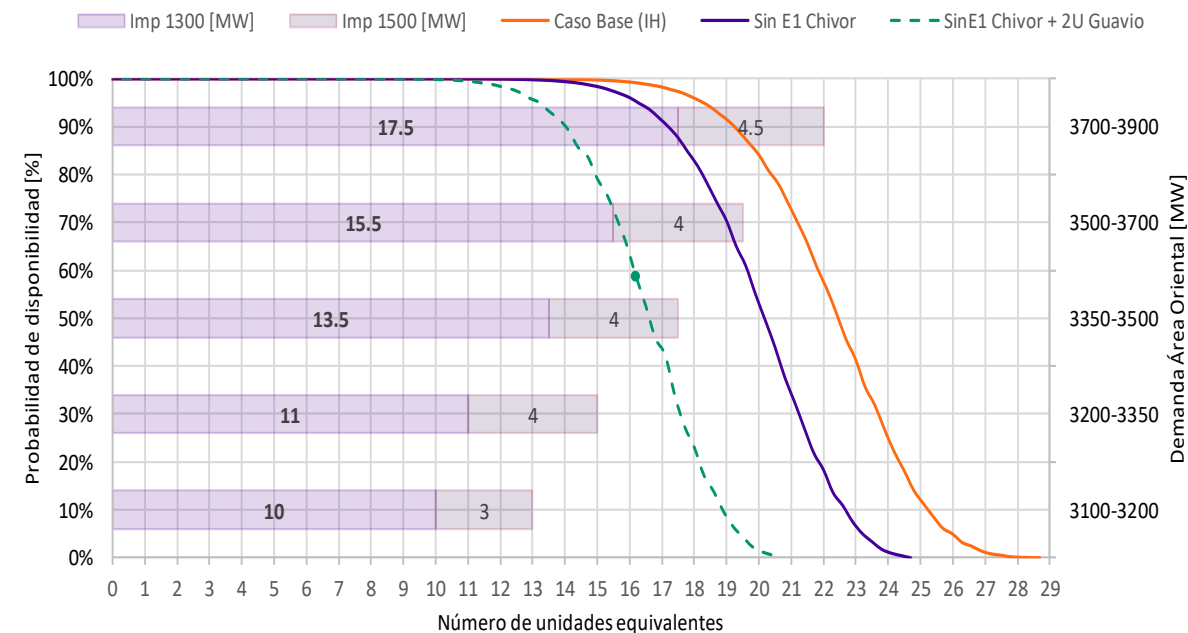
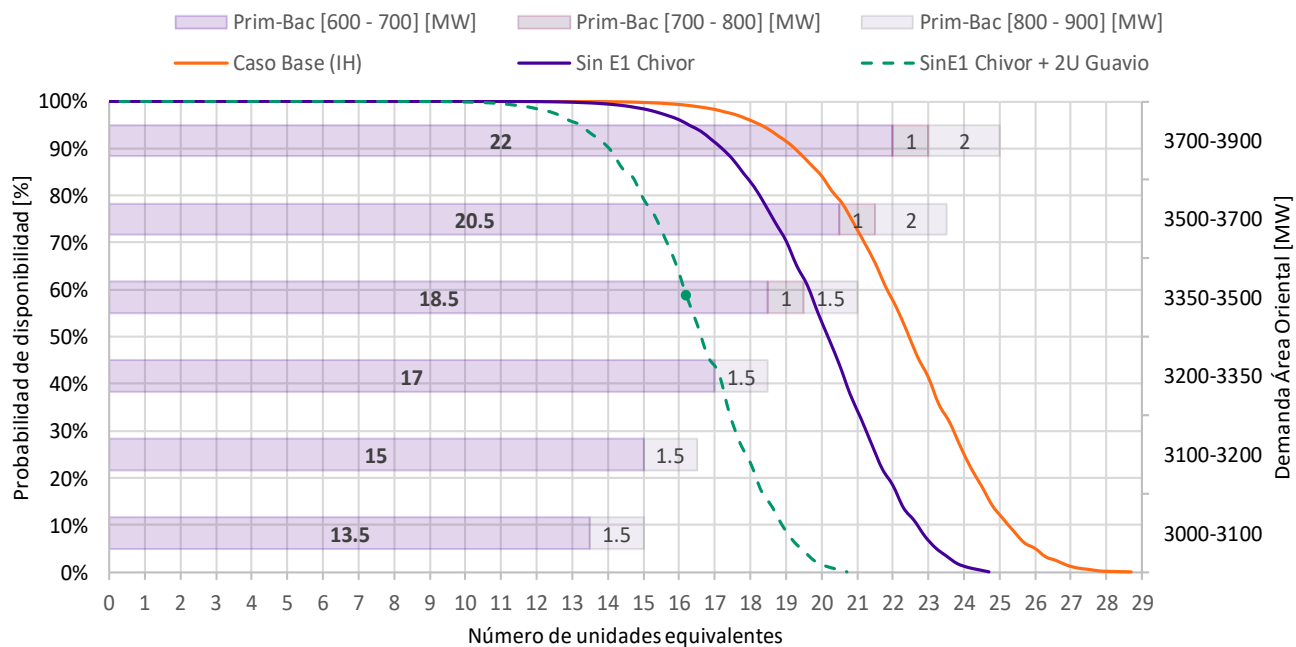
Importación

- Primavera - Bacatá 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV + Virginia – Nueva Esperanza 500 kV
- Nueva Esperanza 1 500/115 kV / Nueva Esperanza 2 500/115 kV

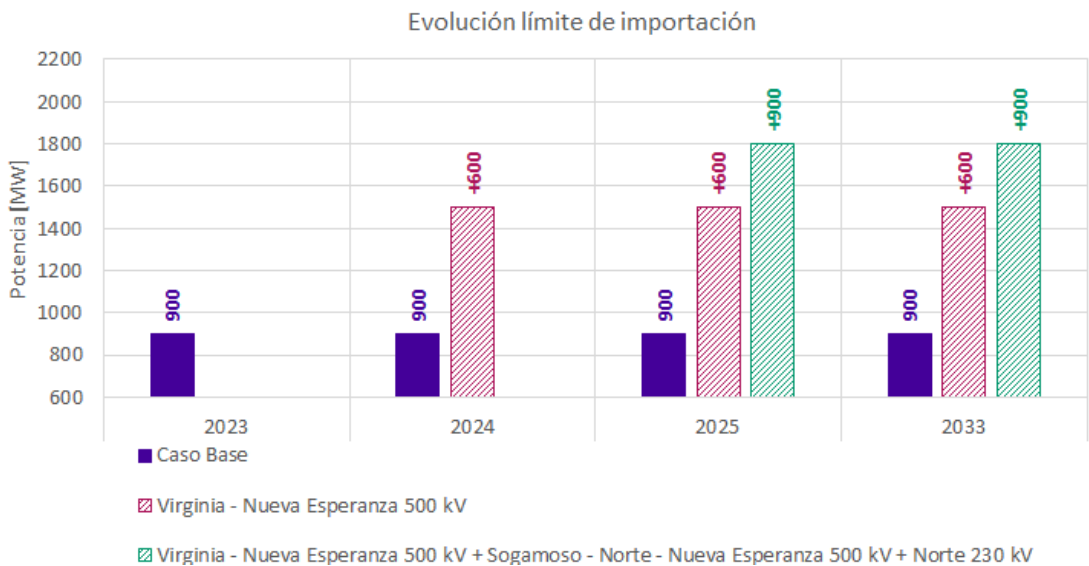
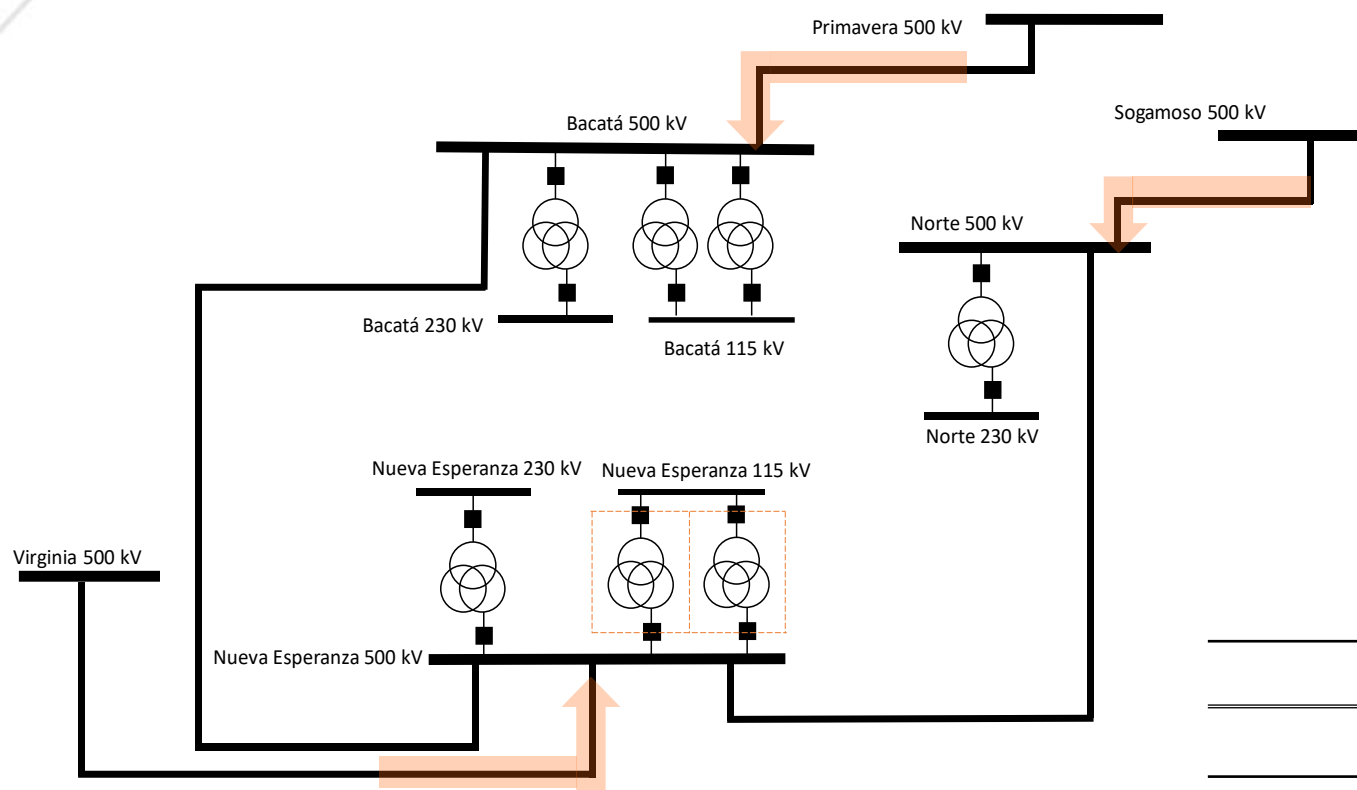
Requerimiento de unidades



Requerimiento de unidades



Límite de importación

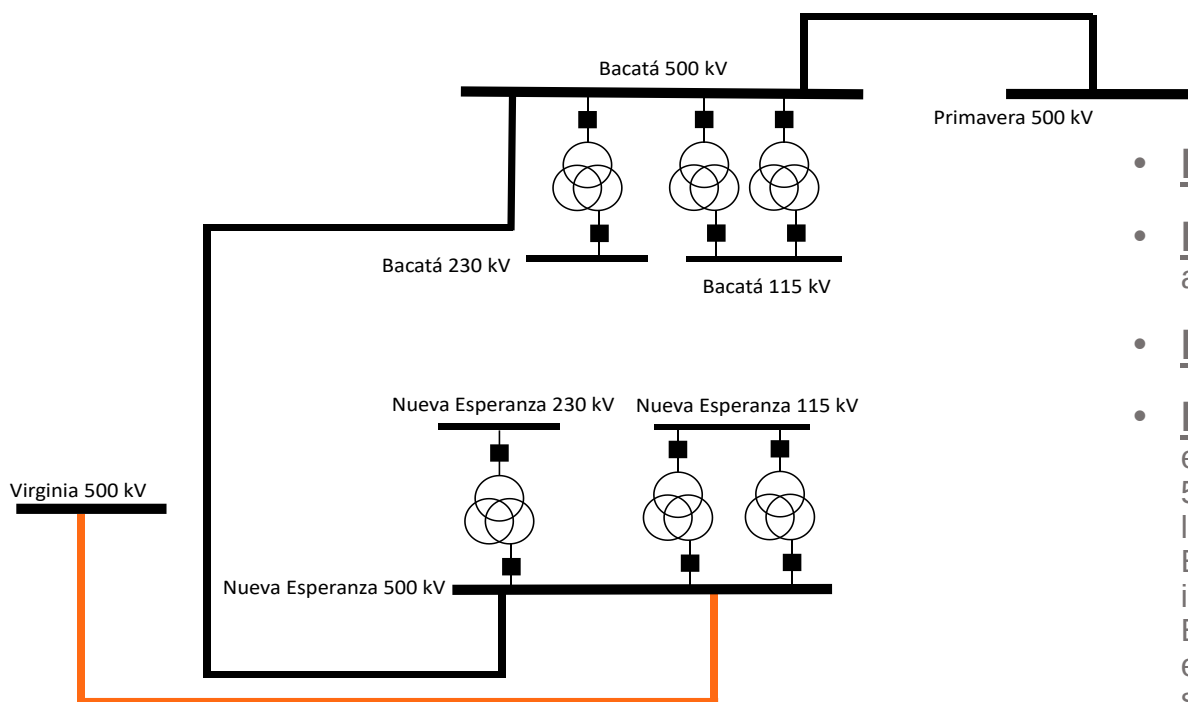


Proyecto	Fronteras de medición	Límite [MW]
Red a 2024	Primavera - Bacatá 500 kV	900
Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Primavera - Bacatá 500 kV + Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	1500
Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV + Norte 230 kV + Chivor II 230 kV	Primavera - Bacatá 500 kV + Virginia - Nueva Esperanza 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV	1800

Impacto de proyectos

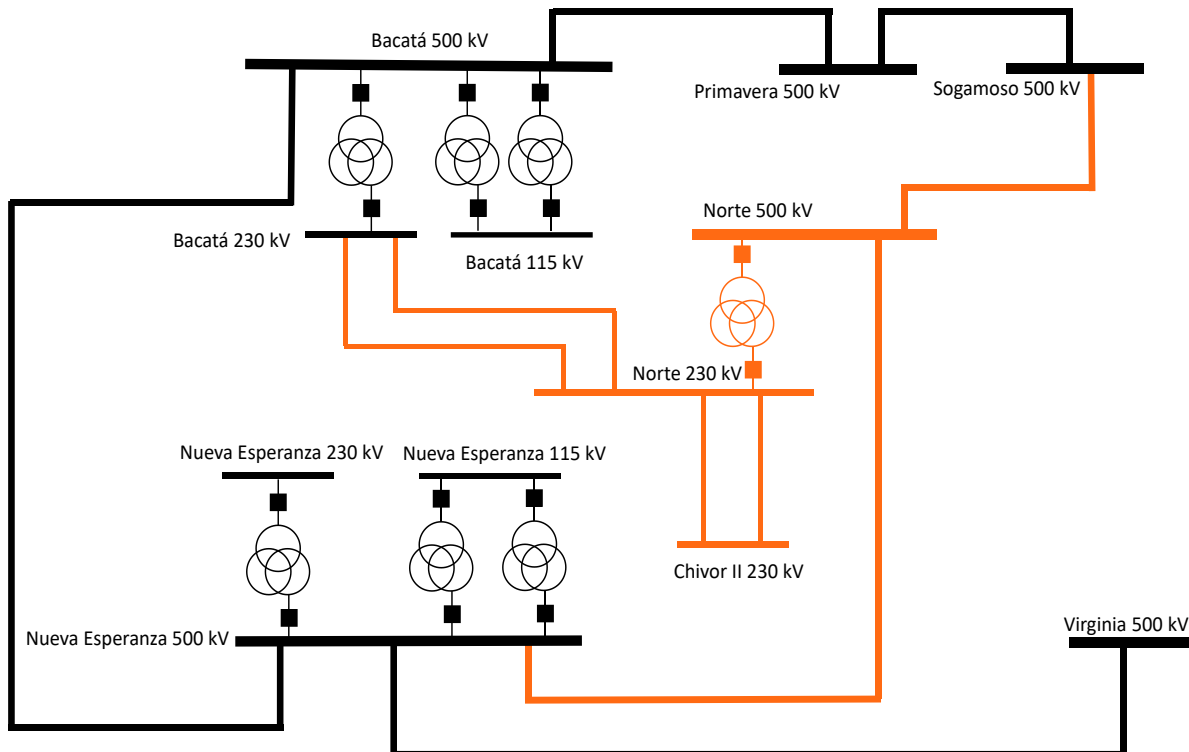


PTRA00075 UPME 07 - 2016 Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV



- **Promotor:** ALUPAR COLOMBIA
- **Descripción:** Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 km de longitud aproximadamente
- **FPO:** 31/10/2024
- **Impacto:** la entrada en operación del circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV elimina las restricciones asociadas a las contingencias de Primavera – Bacatá 500 kV y de Bacatá – Nueva Esperanza 500 kV. Adicionalmente se incrementa el límite de importación del área a 1500 MW a través de los circuitos Primavera – Bacatá 500 kV + Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, siendo la nueva limitante de importación la sobrecarga de uno de los transformadores Nueva Esperanza 500/115 kV ante contingencia del otro. En cuanto a soporte de tensión, este proyecto permite disminuir en 3.5 unidades equivalentes el requerimiento para soporte de tensión. Dado el caso de contar con solo un transformador de Nueva Esperanza 500/115 V el límite de importación se aumentará a 1400 MW.

Impacto de proyectos



PTRA00057 - PTRA00070 UPME 03 - 2010 Subestación Chivor II y Subestación Norte 230 kV y UPME 01 - 2013 Subestación Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV

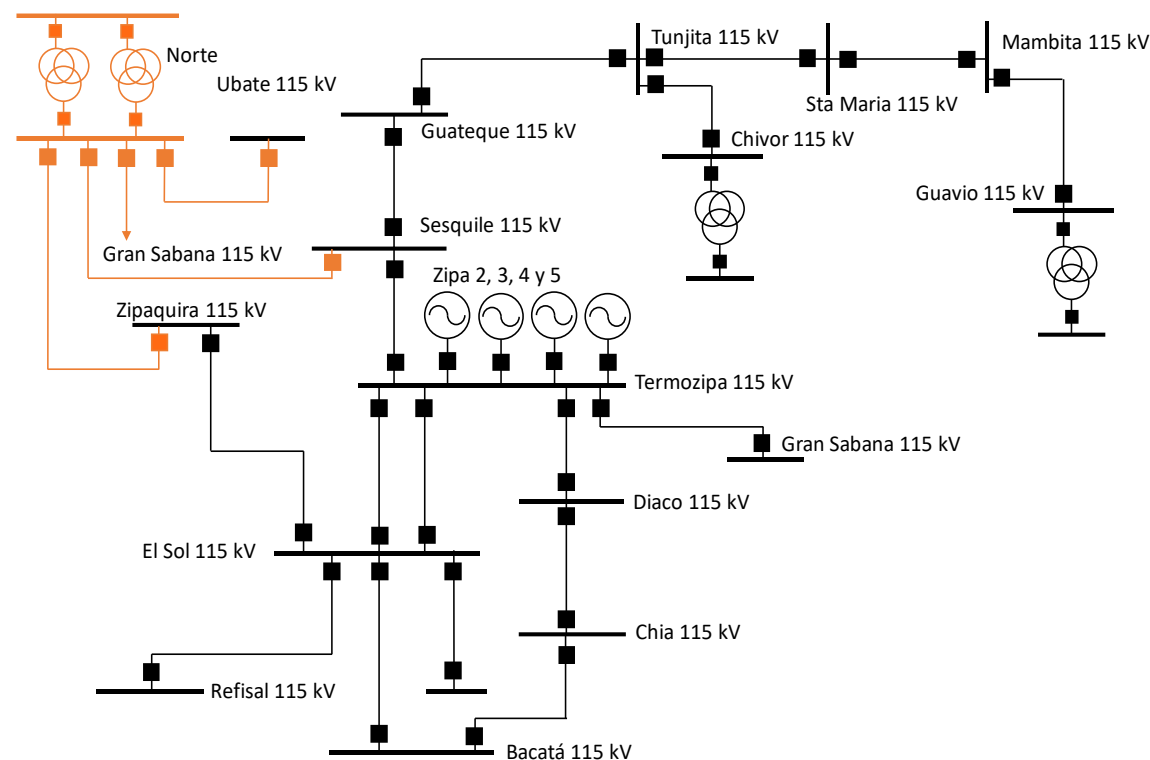
- **Promotor:** GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Nueva subestación Norte 230 kV y líneas doble circuito Bacatá - Norte 230 kV y Norte - Chivor II 230 kV. Subestación Norte 500 kV
- **FPO:** 30/03/2025
- **Impacto:** Con la entrada en operación del proyecto Norte 230 kV y 500 kV se mitiga la restricción Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV, elimina la restricción Guaca – Mesa 1 230 kV / Guaca – Mesa 2 230 kV además de mitigar otras restricciones, que si bien ya fueron eliminadas por el proyecto Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, permite que no se presenten nuevamente a futuro con el aumento natural de la demanda. El límite de importación aumenta a 1800 MW, añadiendo un nuevo circuito a través del cual se mide esta transferencia (Primavera – Bacatá 500 kV + Virginia – Nueva Esperanza 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV), siendo la limitante la restricción Nueva Esperanza 1 500/115 kV / Nueva Esperanza 2 500/115 kV. En cuanto a control de tensión del área, este proyecto reduce en 2 unidades equivalentes el requerimiento para el caso de máxima importación del área.

Impacto de proyectos

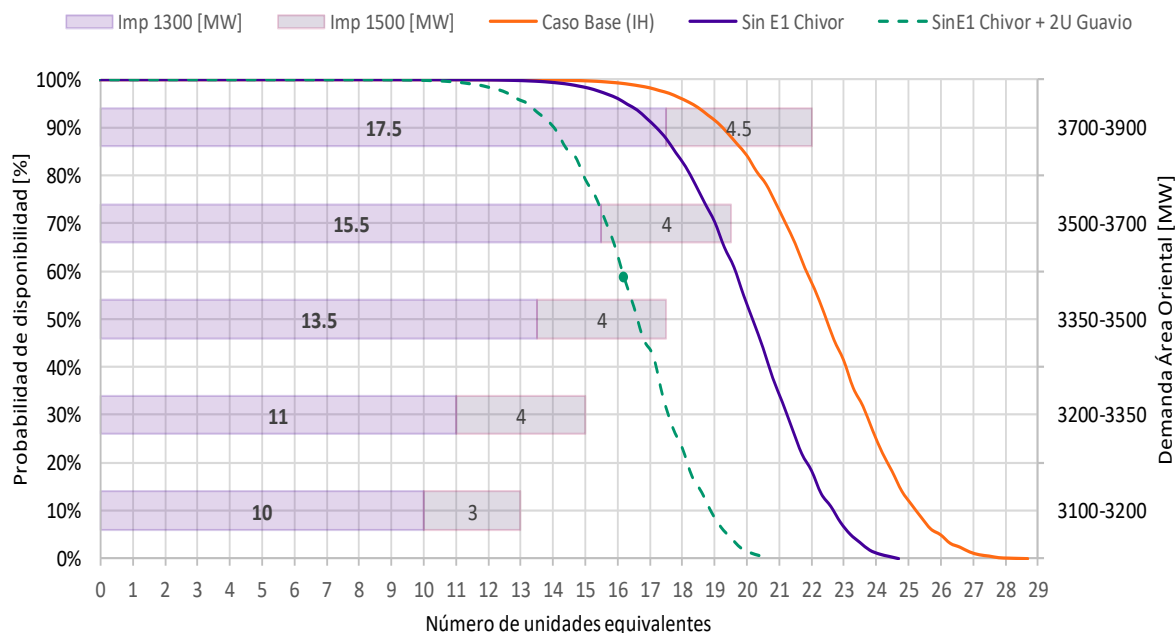


PTRA000256 Norte 115 kV y circuitos asociados

- **Promotor:** ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P
- **Descripción:** Dos transformadores 220/115 kV de 300 MVA cada uno. Líneas 115 kV asociadas al proyecto SE Norte 220/115 kV: Circuito Norte - Sesquilé 115 kV, Circuito Norte - Gran Sabana 115 kV, Circuito Norte - TPeldar 115 kV, Circuito Norte - Ubaté 115 kV. Desaparece el circuito T-Peldar - Ubaté.
- **FPO:** 06/05/2026
- **Impacto:** Con la entrada del proyecto Norte 115 kV y los transformadores se eliminan las restricciones de la sabana norte de Bogotá como la sobrecarga en estado normal de operación Guateque - Sesquilé 115 kV, Sesquilé - Termozipa 115 kV, Tunjita - Guateque 115 kV y las restricciones asociadas a la sobrecarga del transformador de Guavio 230/115 kV.



Impacto de proyectos



PTRA04863 Proyecto Carga Regiotram Occidente PTRA04929 SER 1 PTRA04887 SER 2 PTRA04983 SER 3

- **Promotor:** ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P
- **Descripción:** concepto de hasta 180 MW de carga repartidos en tres subestaciones del STR asociadas al metro de Bogotá que tomaran 70 MW inicialmente.
- **FPO:** 31/12/2025

PTRA04823 Carga Regiotram PK5

- **Promotor:** REGIOTRAM DE OCCIDENTE
- **Descripción:** obras a través de las cuales se conecta, que corresponden a la subestación Montevideo 115 kV mediante la intersección de la línea existente Salitre - La Paz 115 kV para la creación de las líneas Salitre - Montevideo (2,5 km) y Montevideo - La Paz (3,1 km).
- **FPO:** 31/12/2024

Impacto: Ante la entrada en operación de las nuevas cargas con valores de demanda cercanas a las 70 MW no se observan nuevas restricciones, no obstante, se aprecia un aumento en la carga de algunos circuitos del STR. De no entrar los proyectos esperados a 500 kV se tiene un aumento en el requerimiento de unidades del área.

Impacto de proyectos



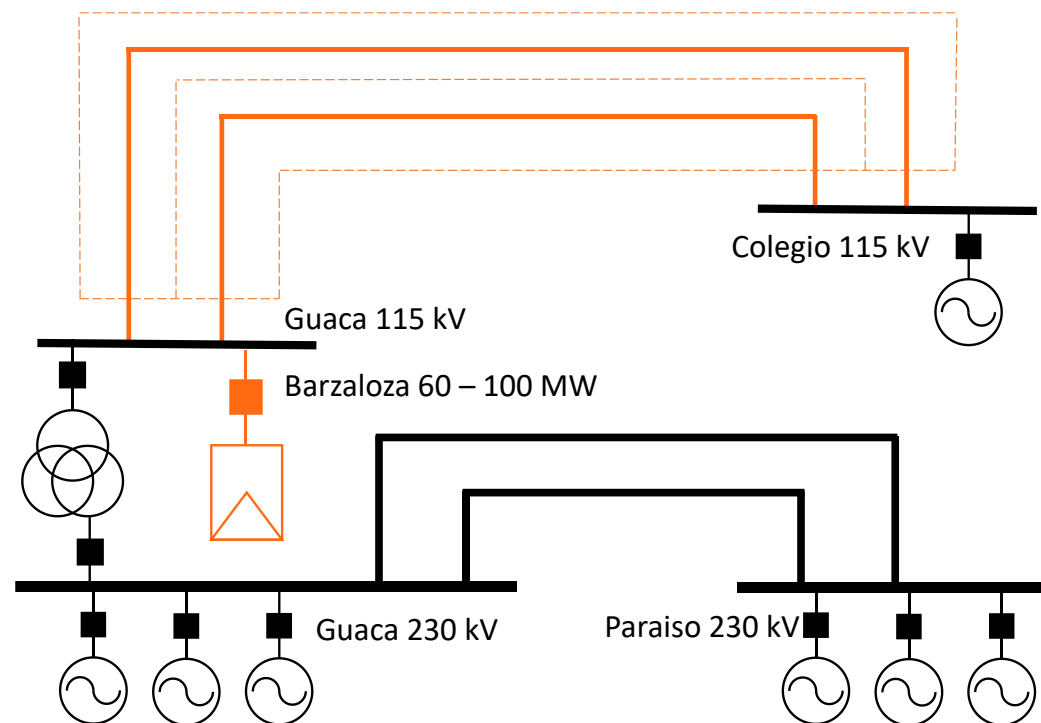
PROG02106 Solar Barzalosa

Promotor: PRODIEL COLOMBIA

Descripción: Proyecto solar Barzalosa 100 MW en dos etapas: una primera de 60 MW para 2025, condicionada a la repotenciación del enlace Guaca – Colegio 115 kV a 1200 A y una segunda con 40 MW adicionales para diciembre de 2025, supeditada a la construcción del segundo circuito Guaca – Colegio 115 kV de 1200 A. Adicionalmente, el OR deberá considerar una capacidad de emergencia de estos circuitos de por lo menos el 10% de su capacidad nominal.

FPO: 31/12/2025

Impacto: No se evidencian nuevas restricciones ante la entrada paulatina del proyecto según las condiciones a las cuales está supeditado el proyecto. En caso de no cumplir con lo supeditado, se presentan sobrecargas en estado normal de operación sobre el circuito Guaca - Colegio 1 115 kV o ante contingencia del circuito Guaca - Colegio 2 115 kV.



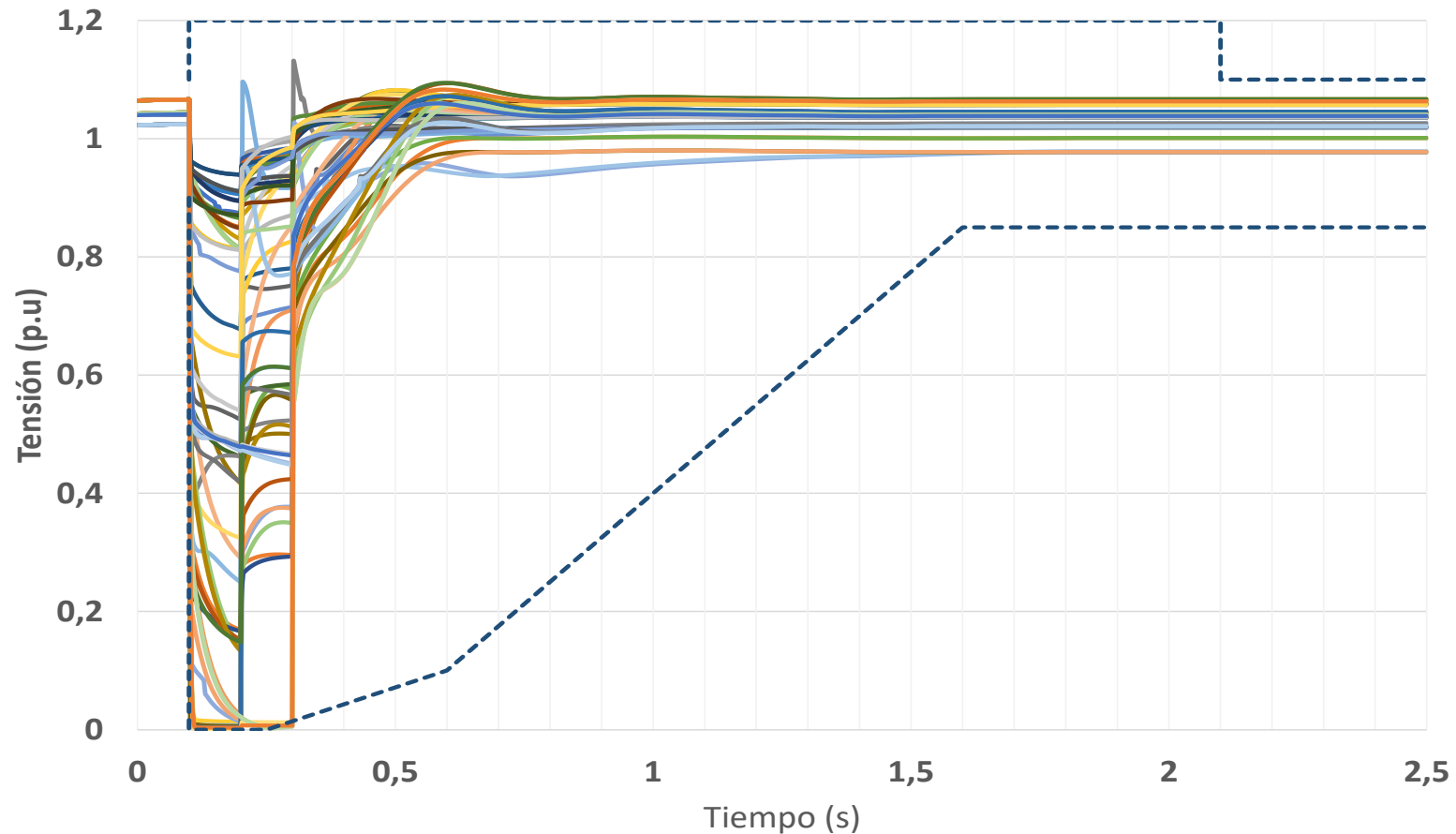
Fortaleza de la red con métricas SCR



Proyecto	CEN [MW]	Punto de conexión	SCR	WSCR
Zuba 1	20	Guamal 115 kV	6.5-3.1	5.3-3.8
Zuba 2	60	Guamal 115 kV	6.5-3.1	
Bosque solar llanos 4	20	Puerto Gaitán 115 kV	2.6-1.6	5.8-5.5
Bosque solar llanos 5	20	Puerto Gaitán 115 kV	2.6-1.6	
Bosque solar llanos 6	80	Santa Helena 115 kV	18.0-18.0	
Bosque solar llanos 7	100	Suria 230 kV	22.6-22	
Total FERNC	300	-	-	-

A partir de los resultados, se resalta que el área Oriental presenta valores de WSCR cercanos a 5 y SCR por debajo de 3, por lo que se identifican problemas de red débil. Se recomienda a los promotores de estos proyectos realizar una evaluación de detalle de estas métricas, e informar al CND el mínimo valor requerido en el punto de conexión para garantizar una operación segura y sin condiciones desfavorables de estabilidad. Asimismo, se recomienda a la UPME considerar este criterio para la aprobación de futuros puntos de conexión en el área.

Análisis de inyección rápida de reactivos



Conclusiones



Restricciones

Se espera que con la puesta en operación de los proyectos de expansión se espera se eliminen las restricciones de mayor criticidad, lo que aumenta considerablemente la flexibilidad del área



Fortaleza de red – SCR

A partir de los resultados, se resalta que el área Oriental presenta valores de WSCR cercanos a 5 y SCR por debajo de 3, por lo que se identifican problemas de red débil, principalmente en la subárea Meta.



Requerimiento de unidades

A 2024, para periodos de demanda máxima se tienen requerimientos del 65% de las unidades equivalentes disponibles, por lo que la entrada oportuna de los proyectos de expansión para evitar dificultades en la operación.



Inyección de reactivos

Con base en el comportamiento observado en la figura anterior, se estima que no existirían problemas para el cumplimiento de las curvas FVRT estipuladas en la CREG 060 del 2019 en los recursos de Oriental. Sin embargo, es importante considerar los supuestos de este estudio y la necesidad de realizar una evaluación de detalle a medida que se tenga más información sobre los modelos de los recursos.



Límite de importación

El límite de importación del área oriental aumentará hasta los 1800 MW con la entrada en operación de los proyectos de expansión. Pasando de los 900 MW actuales a los 1500 MW con Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y finalmente a los 1800 MW con el proyecto Norte 500 kV.



Otras

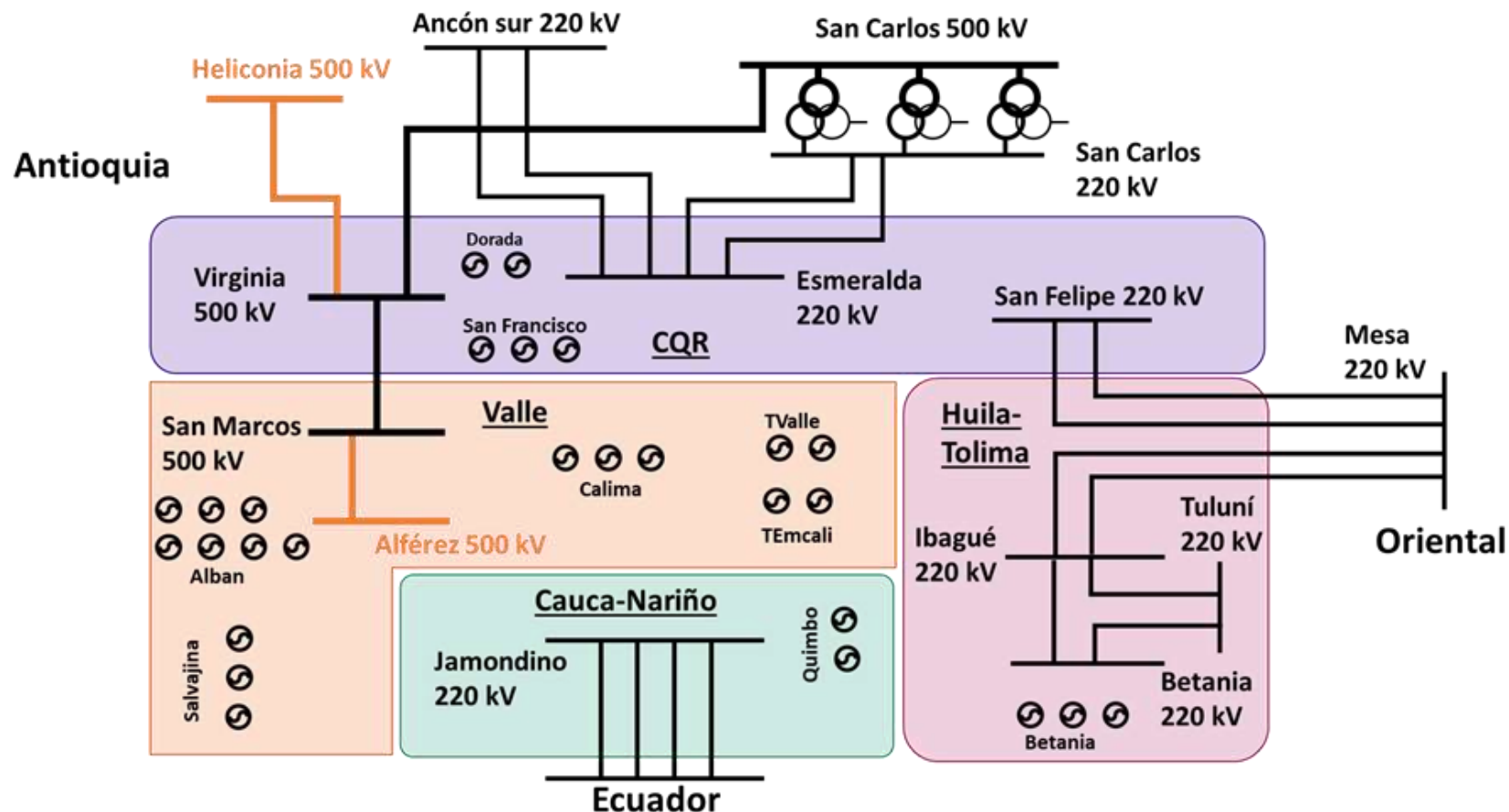
El atraso del proyecto Norte 500/230 kV y circuitos asociados tendría un impacto negativo en la operación del área, esto debido a que el proyecto, en conjunto con Virginia - Nueva Esperanza 500 kV, elimina o mitiga la mayoría de las restricciones a nivel STN y STR de la subárea Bogotá, además de los impactos ya mencionados en cuanto a importación y unidades equivalentes.

Suroccidental



Descripción del área

El área Suroccidental está conformada por las subáreas Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), Caquetá, Cauca-Nariño, Huila-Tolima, Putumayo y Valle. A inicio de 2024, el área Suroccidental contará con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 4733 MW, de los cuales, el 17% (816 MW) corresponde a recursos con CEN menor a 20 MW.



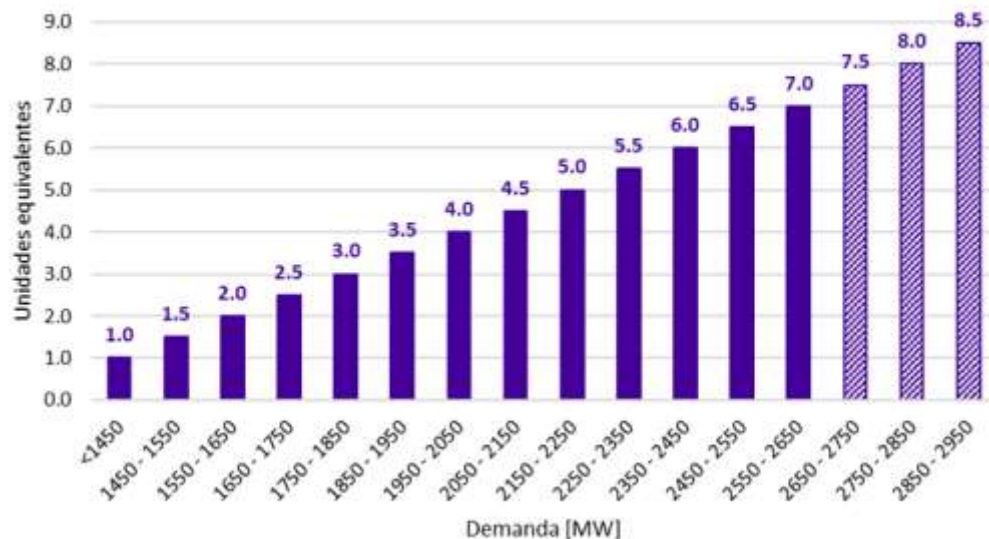
Supuestos y consideraciones



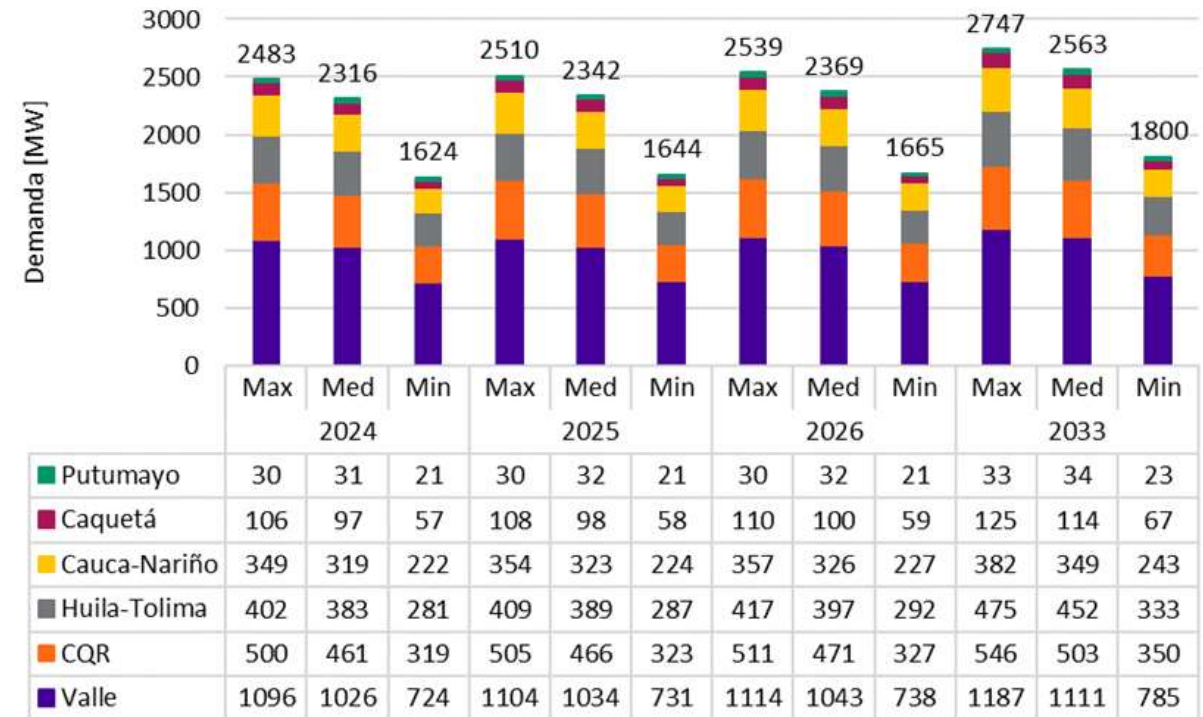
Consideraciones topológicas:

- Desacopladas las subestaciones Chipichape 115 kV, Termoyumbo 115 kV y Guachal 115 kV.
- En operación las unidades 1 a 4 de Ituango .
- En operación el Segundo Transformador Purnio 230/115 kV a partir de 2024 según concepto UPME 20221500099481 del 08/08/2022.
- Incremento en la capacidad de transporte de algunos circuitos de la subárea Cauca – Nariño.

Requerimiento actual de unidades equivalentes para el control de tensión del área Suroccidental



Demanda prevista para el área Suroccidental



Límite actual de importación

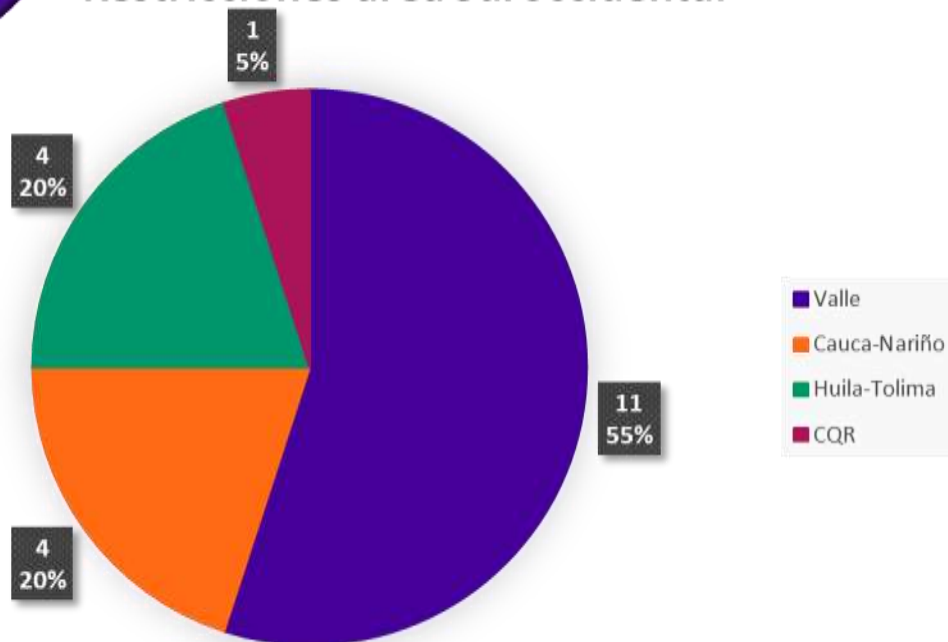
- El intercambio de potencia del área Suroccidental con el resto del SIN a través de la línea San Carlos – Virginia 500 kV se limita actualmente a un valor aproximado de 500 MW con el objetivo de evitar sobrecargas en los transformadores Virginia 500/230 kV o San Marcos 500 kV ante la contingencia de uno de ellos.

Restricciones 2024



20

Restricciones área Suroccidental



Atrapamiento de generación



- -Purnio 230/115 kV / Dorada - Victoria 1 115 kV. Ocasionaría atrapamiento de 10 MW. Se elimina con la entrada en operación del segundo transformador Purnio 230/115 kV prevista para 31/12/2024.
- El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martín 1 115 kV. Ocasionaría atrapamiento aproximado de 28 MW en función de las condiciones operativas de la zona.

Limitación de demanda



- Tuluá 2 115/34.5 kV / Tuluá 1 115/34.5 kV por sobrecarga del transformador que queda en servicio.

Otras restricciones



- -San Marcos - Virginia 1 500 kV / La Virginia 500/230 kV Límite ≈ 600 MW¹.

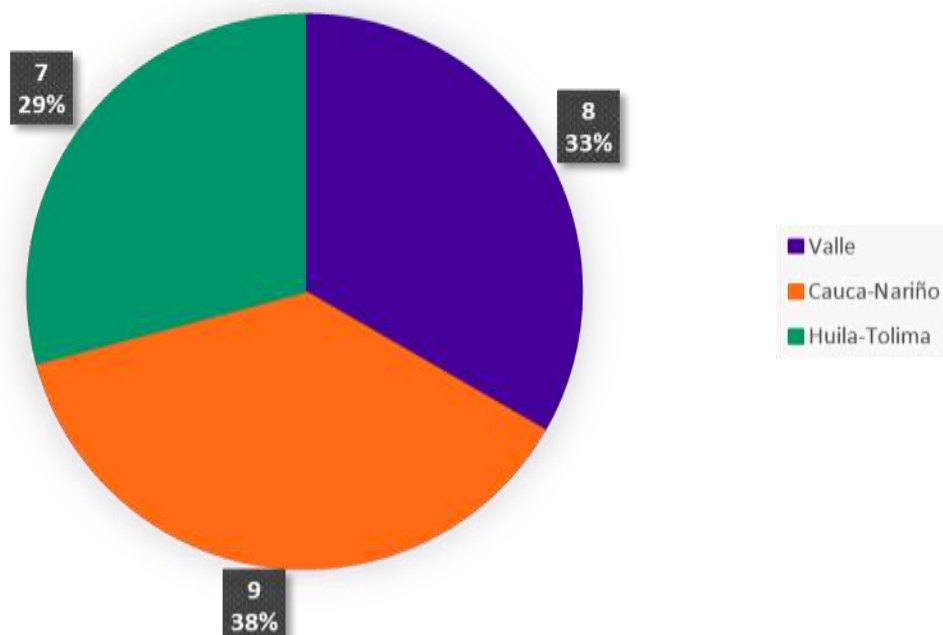
¹. Una vez entre en operación el circuito Virginia –Nueva Esperanza 500 kV el límite se ubica alrededor de 650 MW en función de las condiciones operativas

Restricciones 2033



24

Restricciones área Suroccidental



Atrapamiento de generación

- El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martín 1 115 kV. Ocasionaría atrapamiento aproximado de 28 MW en función de las condiciones operativas de la zona.



Limitación de demanda

- Tuluá 2 115/34.5 kV / Tuluá 1 115/34.5 kV por sobrecarga del transformador que queda en servicio.
- Candelaria Valle 2 115/34.5/13.2 kV / Candelaria Valle 1 115/34.5/13.2 kV por sobrecarga del transformador que queda en servicio.
- Jamondino - Jardinera 1 115 kV / -Panamericana - Jamondino 1 115 kV por sobrecarga y por baja tensión en la zona de influencia.
- Altamira - Tesalia 220 kV por baja tensión en la zona de influencia.



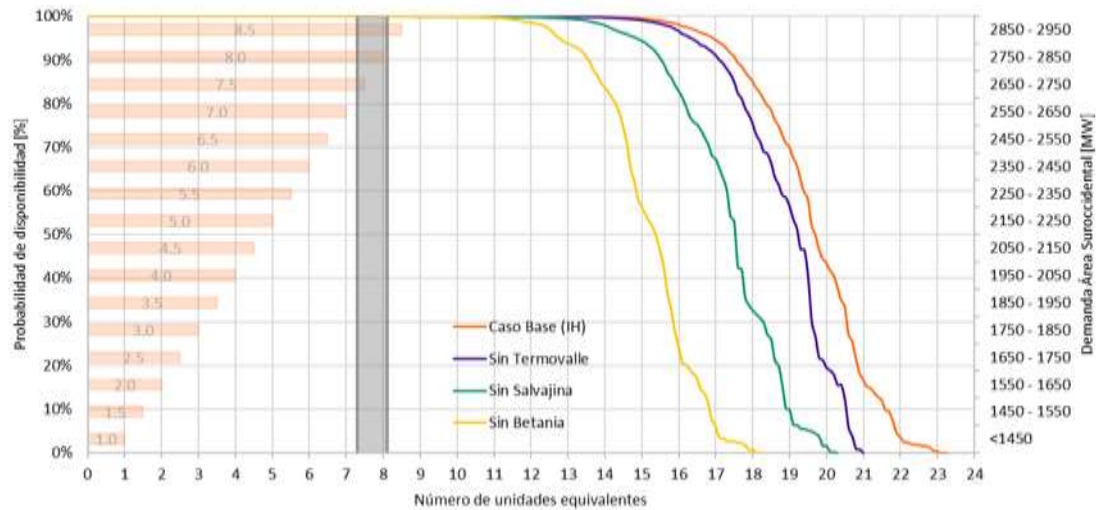
Otras restricciones

- -San Marcos - Virginia 1 500 kV / La Virginia 500/230 kV
Límite ≈ 1250 MW¹.

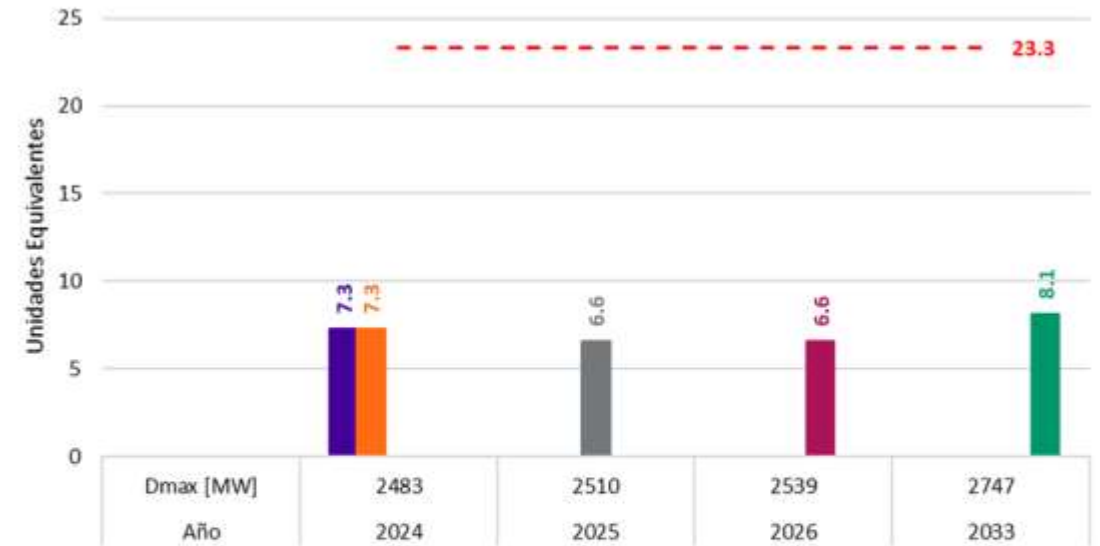
Requerimiento de unidades



Probabilidad de disponibilidad de unidades para control de tensión en el área Suroccidental
basa en índices IH

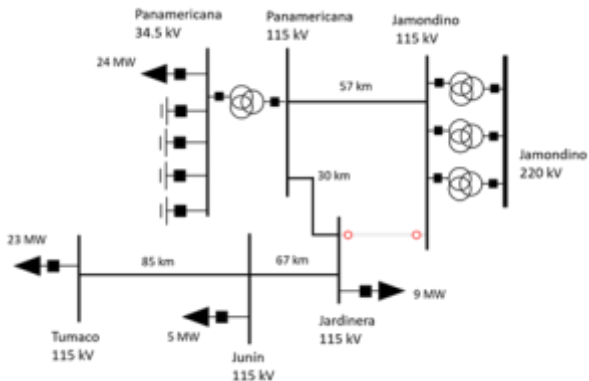


Unidades equivalentes para el control de tensión - Área Suroccidental



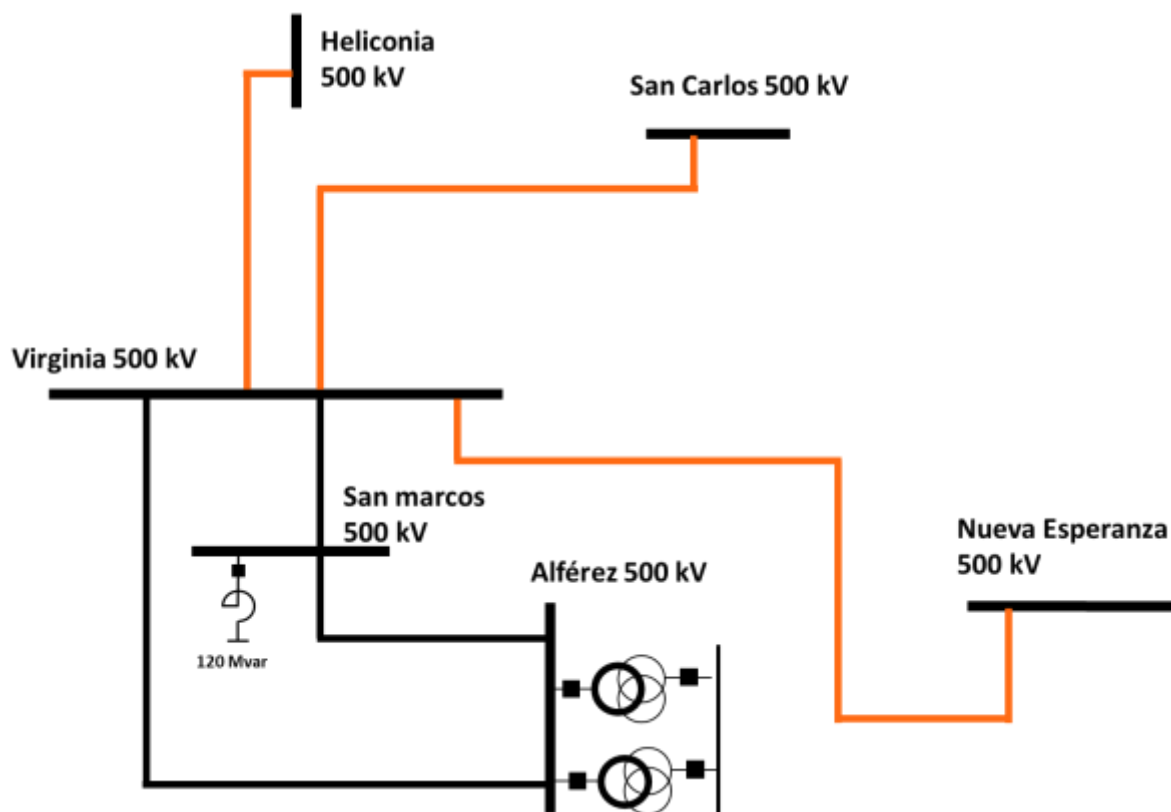
Condición de bajas tensiones a 2033:

- Para 2033, la contingencia del circuito Jamondino – Jardinera 115 kV resultará crítica debido a las bajas tensiones que ocasionará en la subestación Tumaco 115 kV.
- De igual forma, se prevé que la contingencia del circuito Altamira – Tesalia 230 kV implique bajas tensiones en la zona de influencia cuyo control resultará complejo debido a condición de red radial.

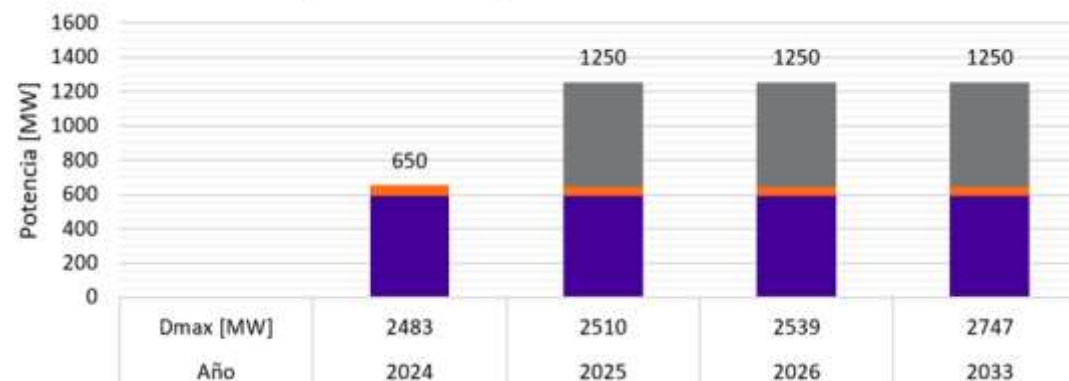


- Caso Base: Reconf Juanchito - Pance 230 kV, Heliconia - La Virginia 500 kV, Doble cto Alferez - Tesalia 230 kV, Alferez - San Marcos 500 kV
- Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, Reactor San Marcos 500 kV 120 Mvar
- Línea La Virginia – Alferez 500 kV, Salamina 230 kV
- Huila 230 kV, Estambul 230 kV
- Todos los proyectos en operación

Límite de importación



Límite de importación de potencia del área Suroccidental



■ Línea La Virginia – Alférez 500 kV, Salamina 230 kV

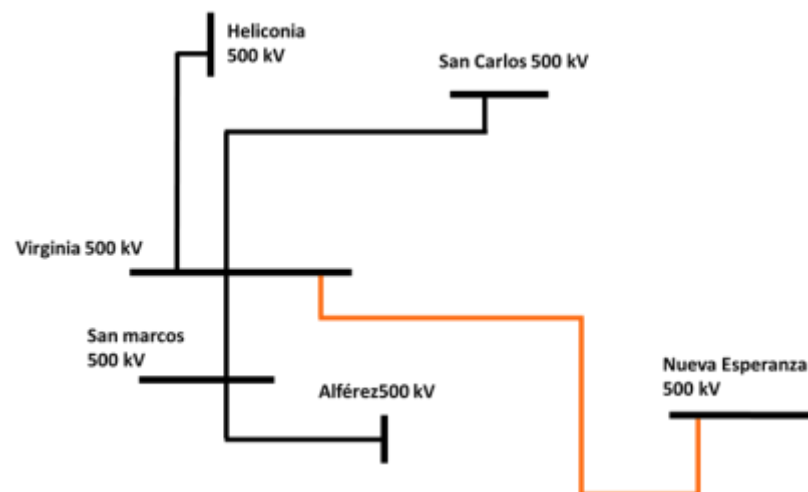
■ Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, Reactor San Marcos 500 kV 120 Mvar

■ Caso Base: UPME 04 - 2014 Reconf Juanchito - Pance 230 kV, Heliconia - La Virginia 500 kV, Doble cto Alférez - Tesalia 230 kV y Alférez - San Marcos 500 kV

■ IPOEMP III 2022

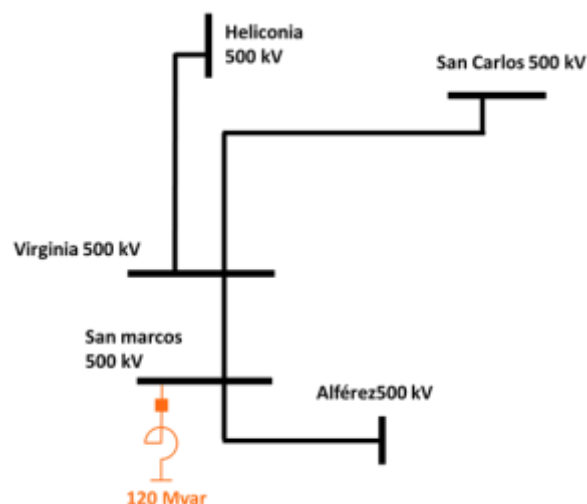
- Una vez en operación San Marcos – Alférez 500 kV y Heliconia – Virginia 500 kV, el límite de importación del área se ubicará aproximadamente en 600 MW.
- Con la entrada en operación de Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, el límite incrementará alrededor de 50 MW.
- Con Virginia – Alférez 500 kV junto con los enlaces señalados previamente, el límite de importación se incrementará en aproximadamente 600 MW, ubicándose así alrededor de 1250 MW.

Impacto de proyectos



PTRA00075: UPME 07 - 2016 Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV

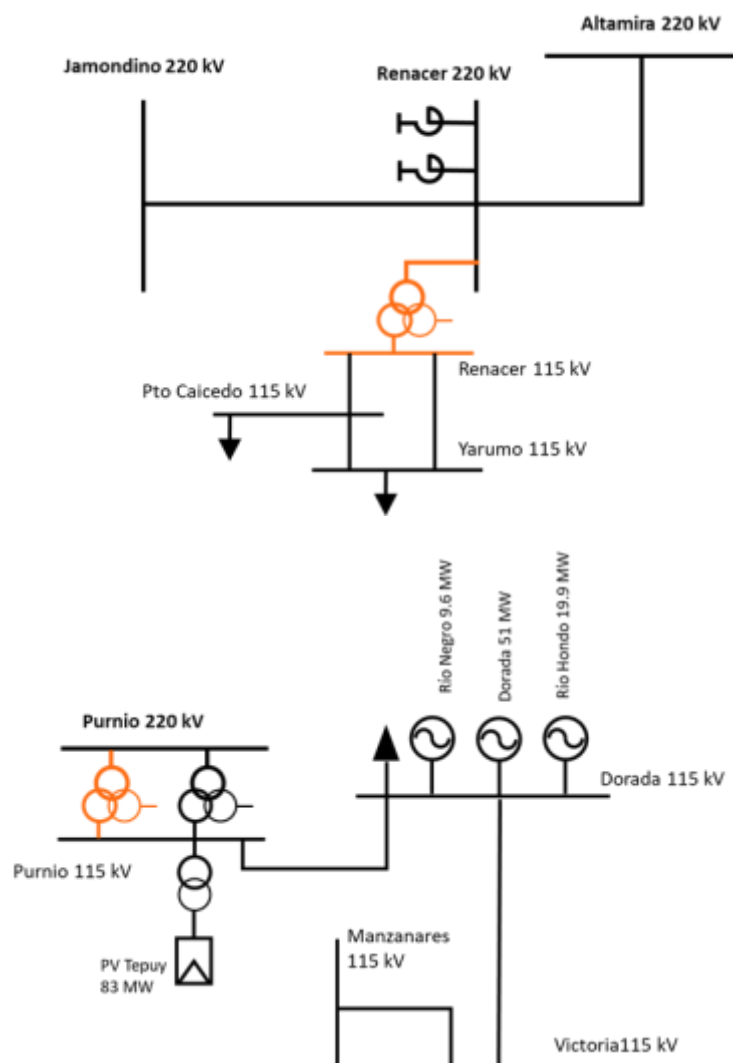
- **Promotor:** ALUPAR COLOMBIA
- **Descripción:** Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 km de longitud aproximadamente.
- **FPO:** 31/03/2024
- **Impacto:** Permite incrementar el límite de intercambio en aproximadamente 50 MW en función de las condiciones operativas del área. Lo anterior, suponiendo que se encuentren en operación los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV y Medellín – Virginia 500 kV.



PTRA03848: Reactor de 120 MVAR en Subestación San Marcos 500 kV

- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** Traslado del reactor retirado de la Subestación Copey 500 kV en el marco del Proyecto La Loma, para conexión como reactor de barra en configuración de interruptor y medio en la Subestación San Marcos 500 kV.
- **FPO:** 30/06/2024
- **Impacto:** Incrementa la flexibilidad en el control de tensión de la zona de influencia, en particular, cuando se encuentren en operación los diferentes circuitos a 500 kV que se conectarán en las subestaciones San Marcos 500 kV y Virginia 500 kV y se presenten escenarios de baja demanda y número reducido de unidades equivalentes.

Impacto de proyectos



PTRA04553: Subestación Renacer 230/115/34.5 kV

- **Promotor:** EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO
- **Descripción:** Entrada en operación de la subestación Renacer 115 kV y del ATR0 230/118/34.5 kV - 50 MVA con posterior desconexión del ATR1 de la subestación Junín 115 kV y traslado a Renacer 115 kV.
- **FPO:** 31/12/2024
- **Impacto:** Incrementa la confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea Putumayo ya que se viabiliza el cierre del circuito Jamondino – Renacer 230 kV, adicionalmente, incrementa la flexibilidad operativa en el control de tensión de las subestaciones próximas a Jamondino y Altamira..

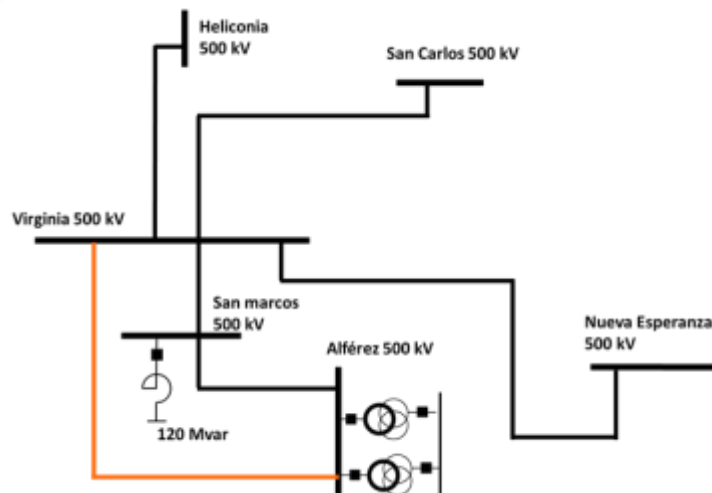
UPME 20221500099481: Segundo transformador Purnio 230/115 kV – 150 MVA

- **Promotor:** CHEC S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Conexión del segundo transformador 230/115 kV – 150 MVA en la subestación Purnio 230/115 kV.
- **FPO:** 31/12/2024
- **Impacto:** Elimina el atrapamiento de generación por sobre carga ante la contingencia del transformador Purnio 230/115 kV.

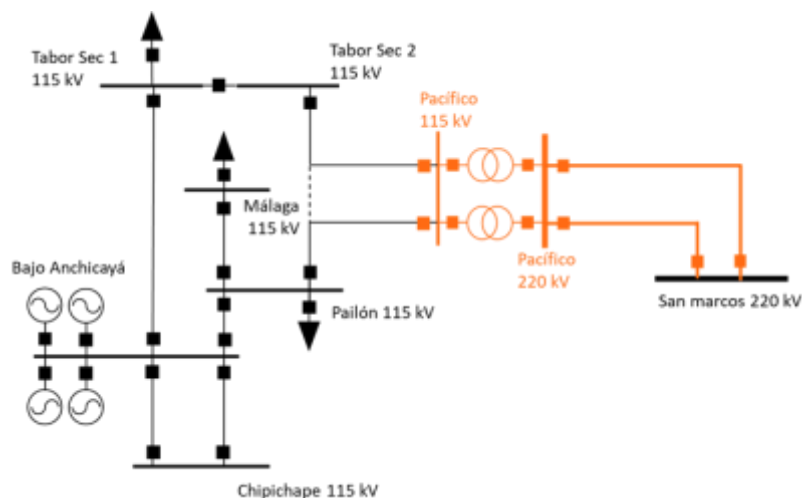
Impacto de proyectos



PTRA00073: UPME 04 – 2014 Línea Alférez - Virginia 500 kV



- **Promotor:** GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.
- **Descripción:** Línea en 500 kV entre las subestaciones Alférez y Virginia en el marco del proyecto UPME 04 – 2014.
- **FPO:** 28/02/2025
- **Impacto:** Permite incrementar el límite de importación del área Suroccidental en aproximadamente 600 MW, ubicándose así alrededor de 1250 MW. Lo anterior, suponiendo que se encuentran en operación los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV, Heliconia – Virginia 500 kV y Nueva Esperanza – Virginia 500 kV. Por otro lado, permite disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el control de tensión del área Suroccidental en aproximadamente 0.7 respecto al requerimiento previsto para 2024 sin considerar la entrada de proyectos.



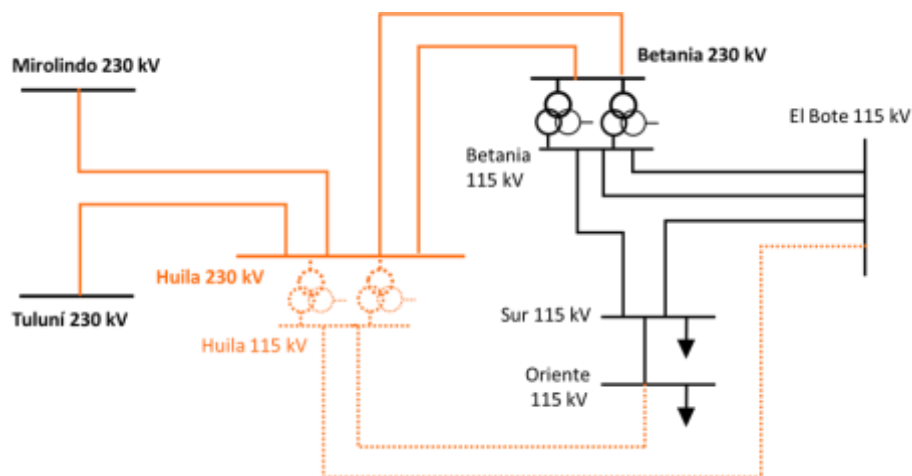
PTRA00478: UPME 02-2021 Subestación Pacífico 230 kV y doble circuito Pacífico – San Marcos 230 kV

- **Promotor:** CELSIA COLOMBIA
- **Descripción:** Subestación en configuración interruptor y medio, con dos bahías de línea y dos bahías de transformación con sus respectivos cortes centrales para conformar un diámetro completo y dos diámetros incompletos a 230 kV. Este proyecto se ubicará en jurisdicción del municipio de Buenaventura en el departamento de Valle del Cauca. El proyecto incluye además, dos líneas a 230 kV con una longitud aproximada de 74 km desde la nueva Subestación Pacífico 230 kV hasta la Subestación San Marcos 230 kV, y dos bahías de línea en la Subestación San Marcos 230 kV.
- **FPO:** 31/05/2025 (31/07/2025 obras del STR)
- **Impacto:** Elimina las siguientes restricciones duales San Marcos - Yumbo 2 115 kV / San Marcos - Yumbo 1 115 kV y -Chipichape - Yumbo 1 115 kV / -La Campiña - Yumbo 1 115 kV.

Impacto de proyectos

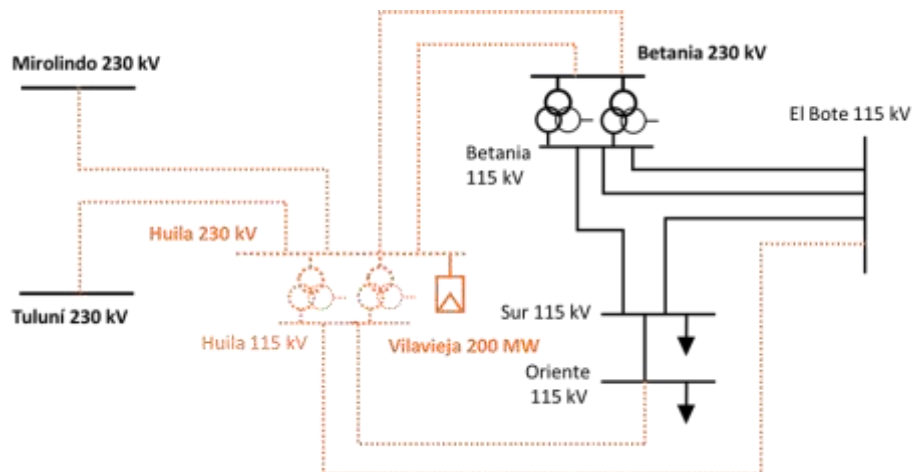


PTRA03843: Subestación Huila 230 kV



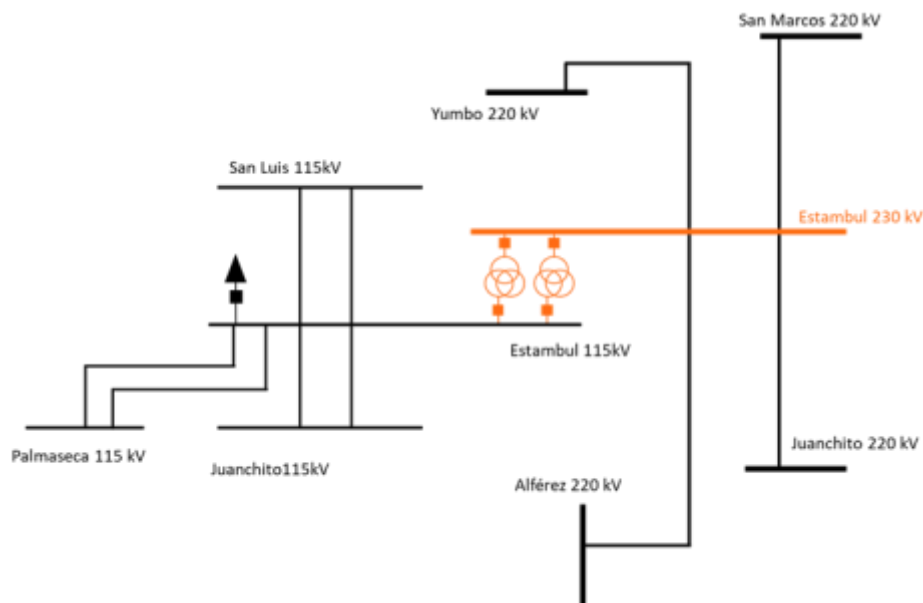
- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** Subestación a 230 kV que secciona los circuitos Betania - Mirolindo 230 kV y Betania - Tuluní 1 230 kV.
- **FPO:** 31/08/2026
- **Impacto:** Una vez finalicen las obras a nivel de STN y STR, en escenarios de demanda máxima para 2026, se eliminan las restricciones Betania - Sur 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV y Betania - TSeboruco 1 115 kV / Betania - El Bote 1 115 kV. Para la restricción Betania - El Bote 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV el porcentaje de escenarios seguros es cercano al 100% por lo que se presume sea más controlable con balances de generación y se afecte en menor medida el intercambio binacional. De igual forma, para 2026 en escenarios de demanda mínima, se prevé que este proyecto, junto con las obras del STR eliminen las diferentes restricciones.

PROG04976: Proyecto fotovoltaico Villavieja



- **Promotor:** CME CONSTRUCCIÓN Y MANUTENCIÓN ELECTROMECÁNICA S A SUCURSAL COLOMBIA
- **Descripción:** Planta solar de 200 MW
- **FPO:** 31/12/2025
- **Impacto:** Participa en las siguientes restricciones en escenarios de demanda media, alta generación en Huila – Tolima y baja generación en CQR:
 - Brisas - Cajamarca 1 115 kV (Sobrecarga en estado normal de operación)
 - -Mesa - Ibagué 2 o 1 230 kV / Brisas - Cajamarca 1 115 kV
 - -Cajamarca - Nva Cajamarca 1 115 kV (**Sobrecarga en estado normal de operación**)
 - -Mesa - Ibagué 2 o 1 230 kV / -Cajamarca - Nva Cajamarca 1 115 kV.

Impacto de proyectos



PTRA03846: Subestación Estambul 230 kV

- **Promotor:** UPME
- **Descripción:** Subestación a 230 kV que secciona los circuitos Alférez - Yumbo 230 kV y Juanchito – San Marcos 230 kV.
- **FPO:** 31/08/2026
- **Impacto:** Mitiga las restricciones asociadas las contingencias de los circuitos Guachal – Yumbo 115 kV. No se observa impacto negativo para la operación del SIN.

Fortaleza de la red con métricas SCR

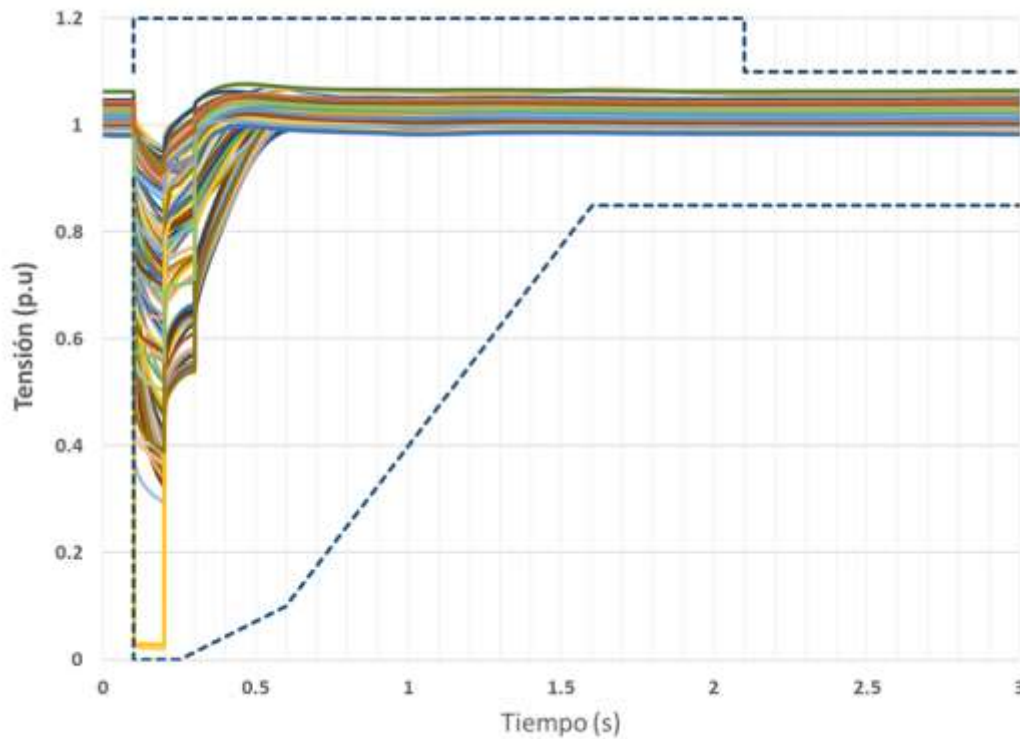


Proyecto	CEN [MW]	Punto de conexión	CSCR/SCR	WSCR
Subárea	Cauca - Nariño			
Gen Solar Las Marias 99.5 MW	110	El Zaque 115 kV	4.4	4.4
Solar El Arbolito				
Total FERN C	162	-	-	
Subárea	CQR			
Solar Tepuy 83 MW	84	Pumio 115 kV	4.4	4.4
Total FERN C	329	-	-	
Subárea	Huila - Tolima			
Gen Solar Escobal 5 19.9 MW	120	Salado 115 kV	5.9	3.7
Gen Solar Escobal 6 99 MW				
Gen Solar Pubenza 50 MW	70	Barzalosa 115 kV	7.1	5.5
Solar Domenica				
Gen Solar Shangrila 160 MW	160	Mirolindo 220 kV	13.9	3.7
Solar El Guamo 9MW	70	Gualanday 115 kV	16.7	3.7
Solar El Piojo I 9.9MW				
Solar El Piojo II 9.9MW				
Solar El Piojo III 9.9MW				
Solar Gualanday 19.9MW				
Solar Numbana 9.9MW				
Gen Solar Flandes 19.9 MW	69	Flandes 115 kV	16.8	5.5
Gen Solar Yuma 9.9 MW				
Solar Dulima 19.9MW				
Solar Suarez 8MW				
Solar Espinal 9.9MW				
Gen Solar Escobal 1 19.9 MW	64	Mirolindo 115 kV	22.2	3.7
Gen Solar Escobal 2 19.9 MW				
Gen Solar Escobal 3 19.9 MW				
Solar Rovira				
Gen Solar Escobal 4 19.9 MW	20	Picalaña 115 kV	40.6	3.7
Gen Solar Lanceros 9.9 MW	10	Lanceros 115 kV	70.4	5.5
Total FERN C	859	-	-	

- En operación todos los proyectos previstos, tanto de transmisión como de generación a 2026 en un escenario de demanda media y mínimo número de unidades equivalentes sincrónicas.
- Se hace un llamado a los promotores de los proyectos a reportar al CND los valores críticos de SCR para la operación de sus centrales de generación.

¹ La Tabla muestra los puntos de conexión en los que se prevén valores de CSCR o WSCR inferiores o cercanos a 5. Sin embargo, los totales FERN C corresponden a toda la generación prevista para conectarse en la subárea.

Análisis de inyección rápida de reactivos



- Tensiones del área Suroccidental al evaluar fallas trifásicas en diferentes líneas del STN y STR, tanto al 1% como al 99%, despeje en tiempos de protección principal y suponiendo un Factor K igual a 2 en los recursos FERNK del área.
- Se estima que no existirían inconvenientes para el cumplimiento de las curvas FRT estipuladas en la reglamentación vigente.
- Este comportamiento es sensible al modelo de los recursos FERNK y debe reevaluarse conforme se cuente con los modelos reales de operación.

Conclusiones



Restricciones



- La contingencia de El Zaque - Popayán 1 115 kV podría ocasionar atrapamiento de generación de aproximadamente 28 MW en función de la condición operativa.
- La sobrecarga en los transformadores de Tuluá y Candelaria Valle ante contingencia podría representar desatención de demanda por sobrecarga.
- Las contingencias de Jamondino - Jardinera 1 115 kV o Altamira - Tesalia 220 kV podrían representar desatención de demanda por baja tensión en la zona de influencia.

Fortaleza de red - SCR



- Las subáreas Cauca-Nariño, Huila-Tolima y CQR presentan valores de WSCR cercanos o inferiores a 5, por lo que se recomienda a los promotores de los diferentes proyectos, adelantar los estudios complementarios a que haya lugar y todas aquellas acciones necesarias para garantizar una operación segura y confiable de sus plantas ante las diferentes condiciones de la red.

Requerimiento de unidades



- La probabilidad de contar con las unidades equivalentes necesarias para el control de tensión del área Suroccidental es cercana a 100% en todos los escenarios analizados, incluso en los que se consideró indisponibilidad de plantas.

Otras



- Se prevé baja tensión en Doncello 115 kV ante la contingencia del circuito Altamira - Tesalia 220 kV en función de la demanda de la zona debido a condición de red radial. Lo anterior, adicional a las bajas tensiones ocasionadas en la zona de influencia de la subárea Cauca - Nariño ante la contingencia de Jamondino - Jardinera 115 kV. Estas bajas tensiones podrían representar DNA en función de las condiciones operativas.

Límite de importación



- Una vez en operación Virginia - Alférez 500 kV junto con los demás enlaces a 500 kV que se conectan en Virginia y San Marcos, el límite de importación se ubicará alrededor de 1250 MW. Asimismo, se resalta que a partir de la entrada en operación de los circuitos San Marcos - Alférez 500 kV y Heliconia - Virginia 500 kV, la contingencia crítica del área que determina el límite de intercambio corresponde al enlace San Marcos - Virginia 500 kV, la cual ocasiona sobrecarga en el transformador Virginia 500/230 kV.

Cortocircuito

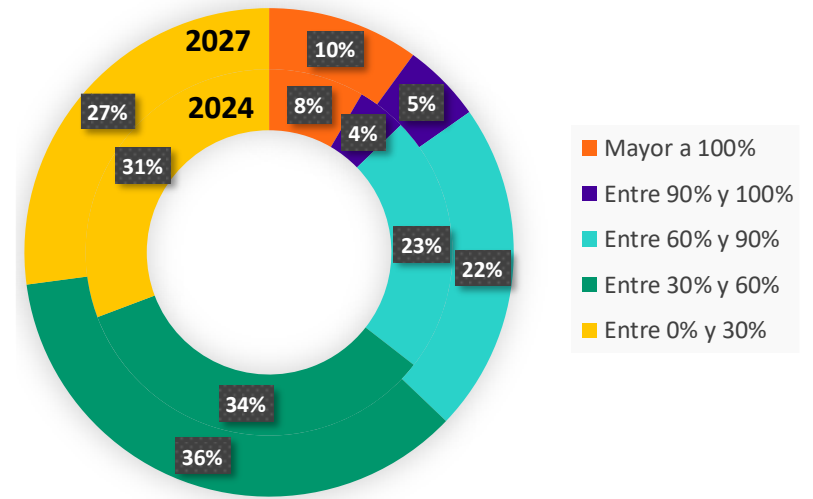


Consideraciones

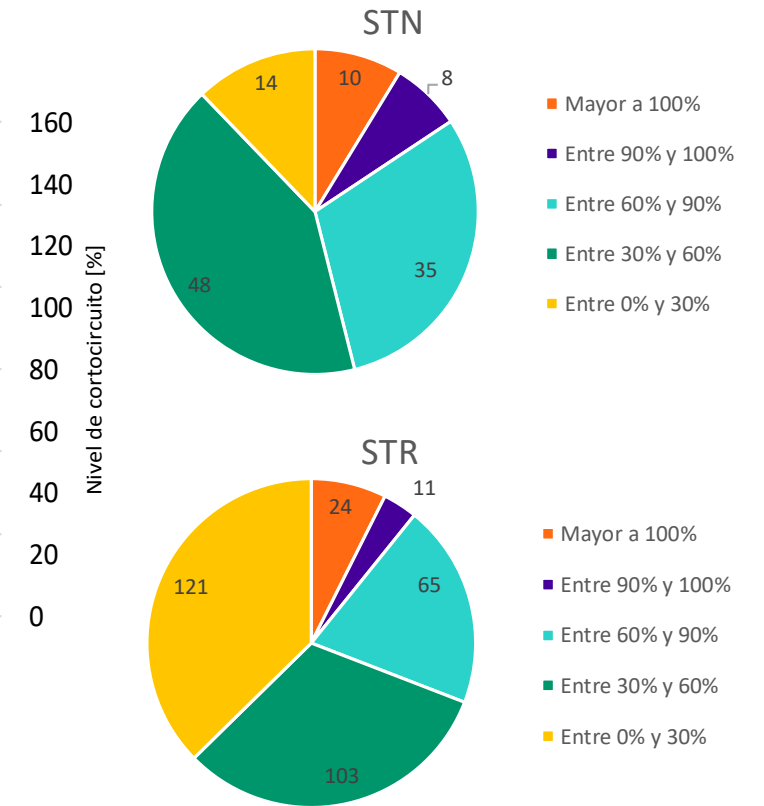
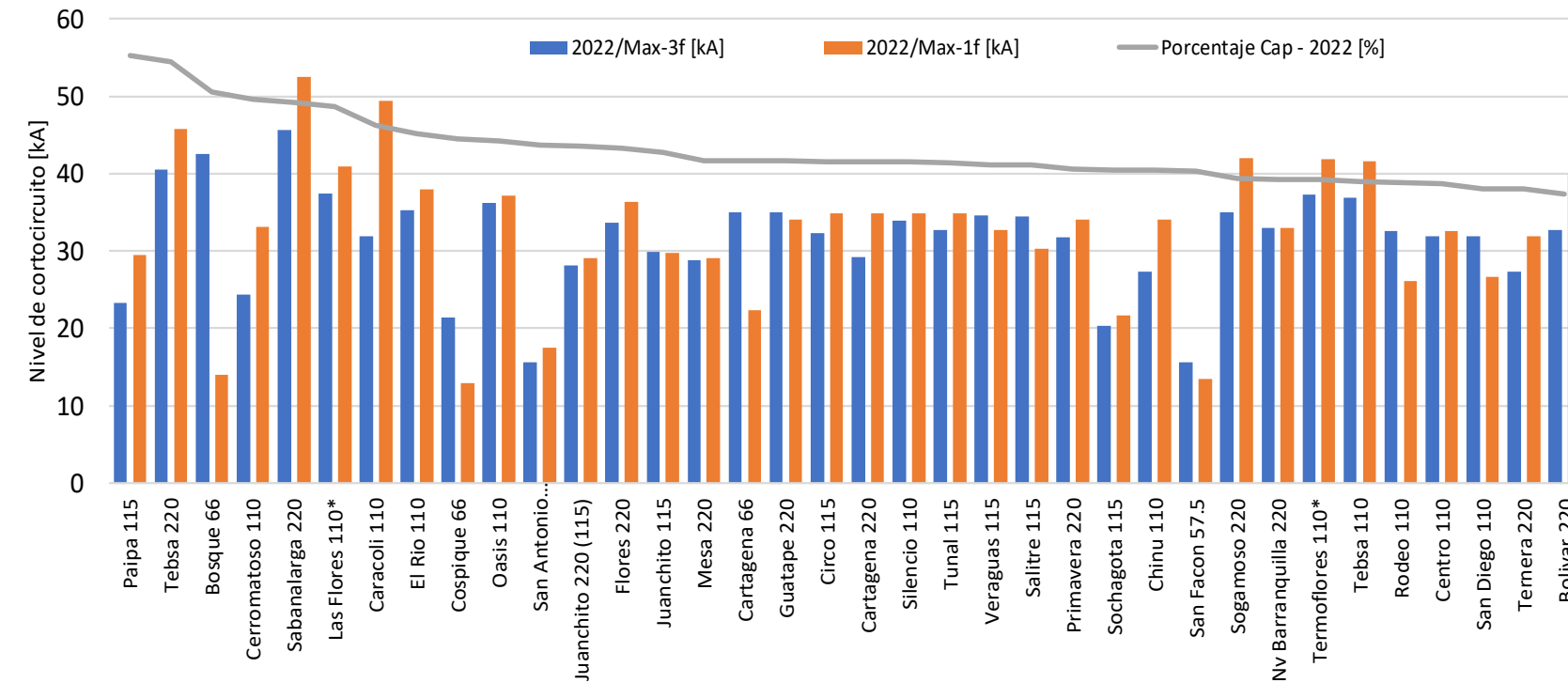


Consideraciones

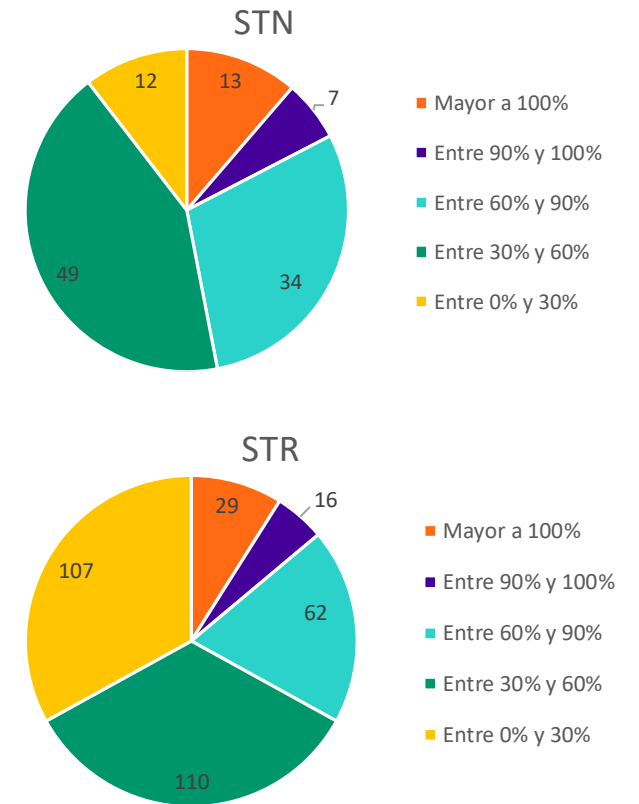
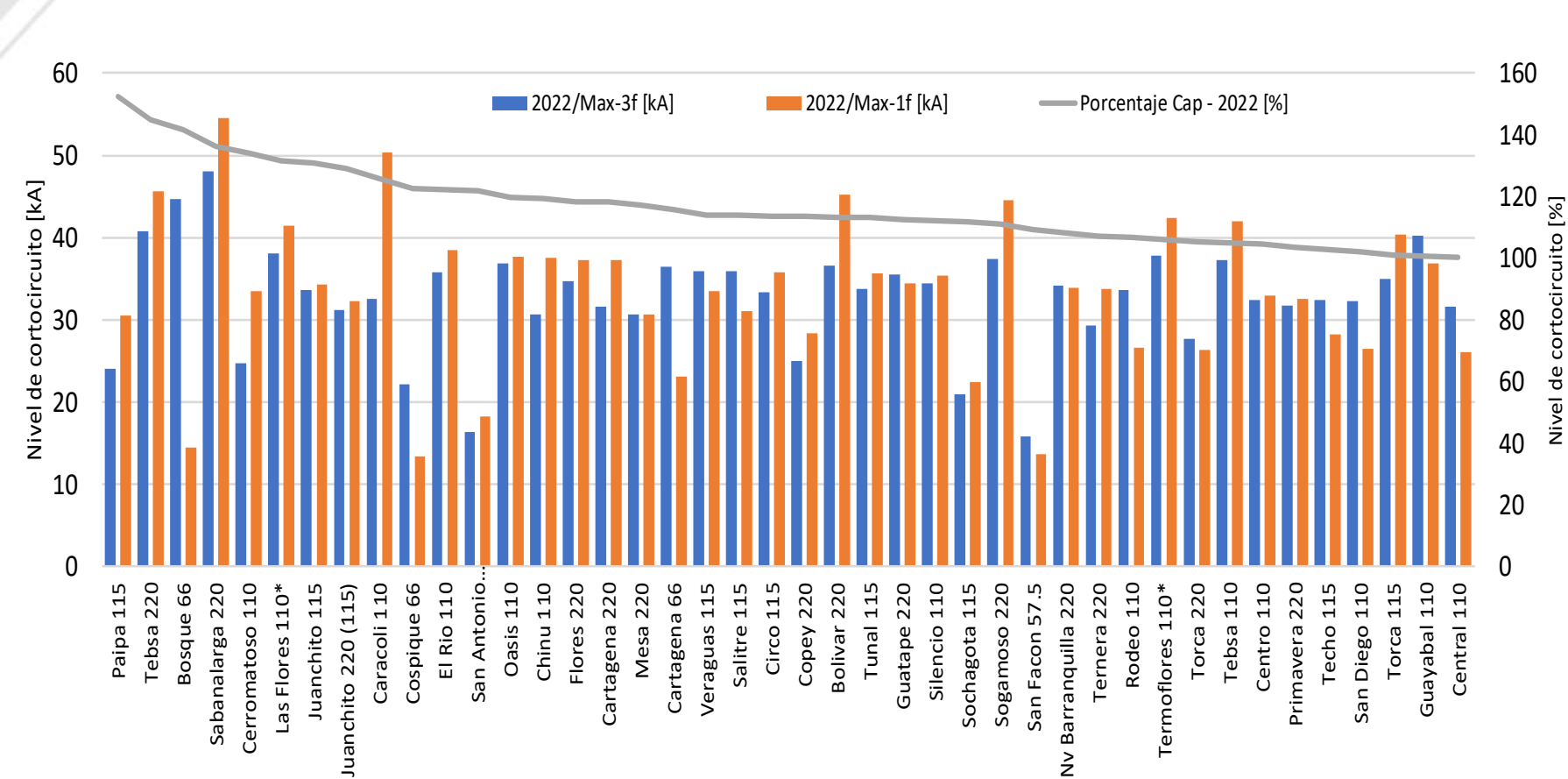
- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Se realiza un análisis del primer año del horizonte (2024) teniendo en cuenta el panorama de entrada de proyectos reportadas oficialmente con fecha de entrada hasta diciembre de 2027.
- Se realiza análisis considerando todo el panorama de proyectos de generación y transmisión con las respectivas fechas reportadas oficialmente.
- Para el cálculo de cortocircuito se utiliza el método de análisis IEC 60909 de 2016.
- Se cuenta con información de capacidad de cortocircuito de 441 subestaciones.



Cortocircuito 2024



Cortocircuito 2027



Conclusiones



- Desde el año inicial del estudio se observa que alrededor del 8% de las subestaciones del STN y STR de las que se cuenta con información de capacidad de corto circuito, presentan niveles superiores al 100% (37 subestaciones).
- Para el año 2027 en adelante, se presenta un aumento en el número de subestaciones con niveles de cortocircuito superiores al 90% del 4% al 5% (4 subestaciones) y para las subestaciones con nivel de cortocircuito superior al 100 % se pasa del 8% al 10% (7 subestaciones).
- Teniendo en cuenta el carácter indicativo de las simulaciones y los estadísticos presentados anteriormente, se recomienda a los responsables de las subestaciones realizar estudios de detalle de los niveles de cortocircuito y definir las posibles necesidades de repotenciación de estas.



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