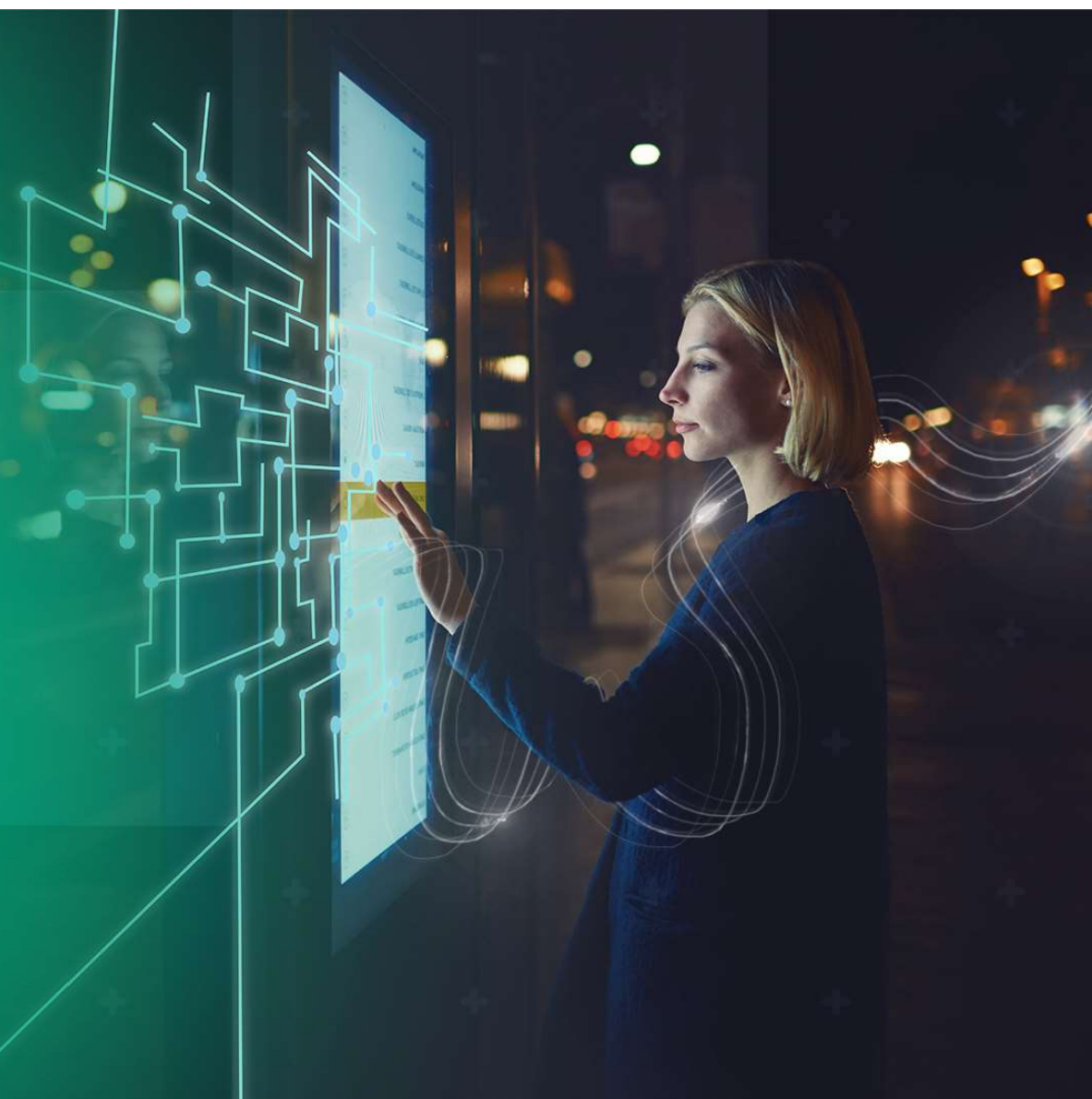


# INFORME CND DIRIGIDO AL CAPT

Viernes 26 de abril de 2024



# Informe técnico de restricciones ITR1 de 2024

# Subáreas del SIN que mantienen, en el horizonte del largo plazo, la declaración de estado de alerta o emergencia



**Sub área Córdoba – Sucre:** Ante los altos niveles de carga, durante la operación se han presentados sobrecargas en red completa de los ATR's de Chinú, insuficiencia del esquema asociado a estos equipos y condiciones de colapso de tensión frente a las contingencias Nueva Montería – Río Sinú 110 kV, Sierra Flor – Tolviejo 110 kV, Chinú – Coveñas 110 kV.

**Subárea GCM:** Dada la evidencia de que algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), desde abril de 2022 se declaró en condición en emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que eliminen la susceptibilidad de la subárea GCM a la ocurrencia de este fenómeno.

Los proyectos que brindan fortaleza de red permiten mitigar la probabilidad de ocurrencia del FIDVR al reducir ante fallas la magnitud de la caída de tensión.

## Red de DISPAC - Chocó:

Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023 debido a que se evidencia baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértegui – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

## Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

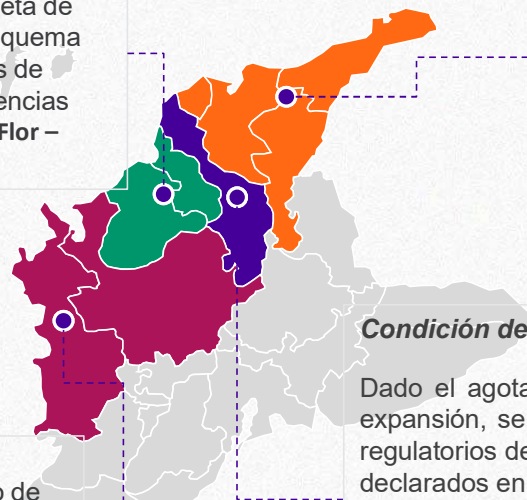
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

**GCM:** El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

**Bolívar:** San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

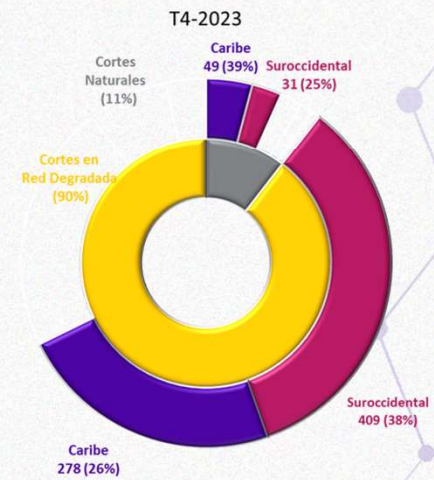
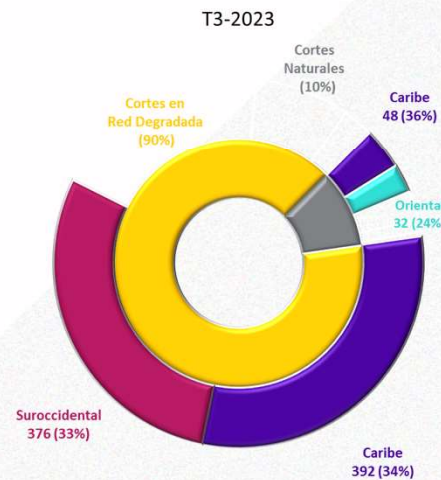
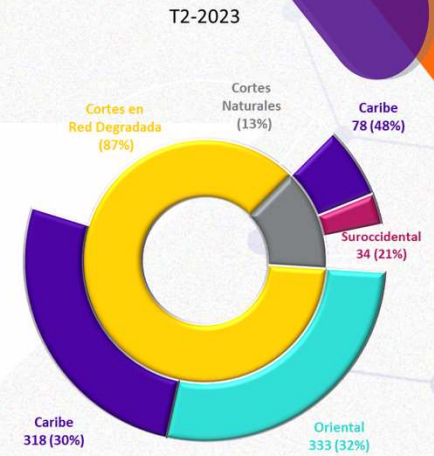
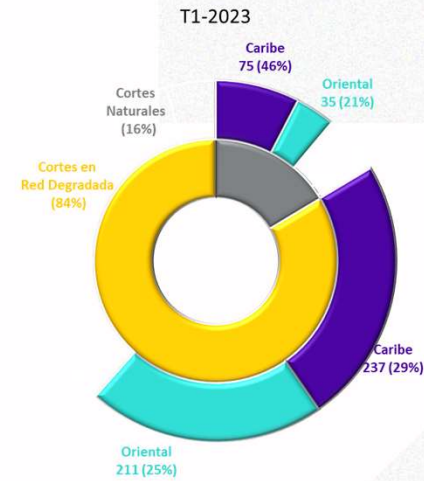
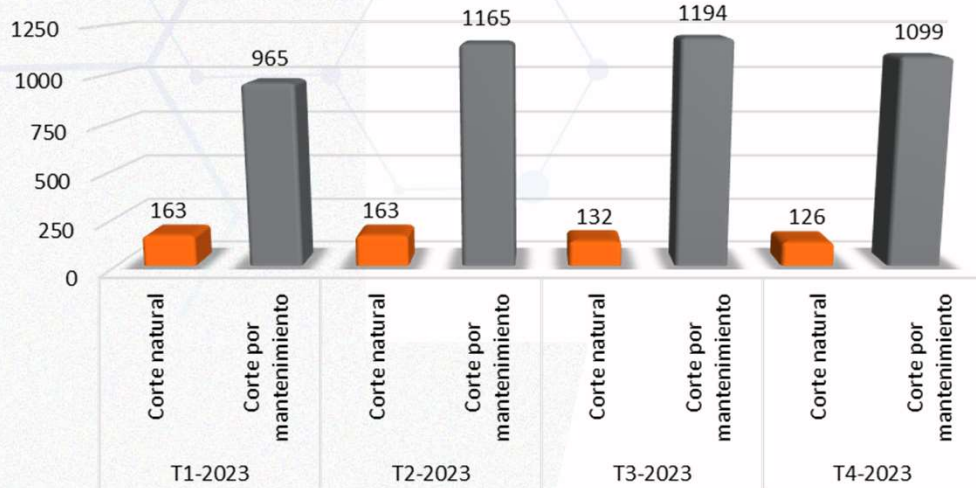
**Córdoba Sucre:** Mompox 110 kV.

De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompox 110 kV.



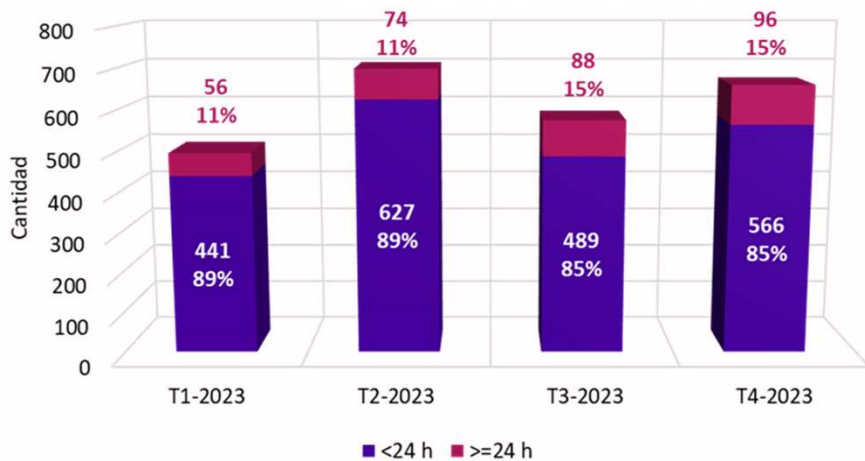
# Evolución cortes activos en el SIN

## Evolución de cortes SIN

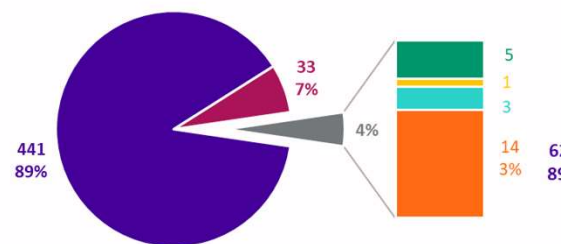


# Evolución eventos de indisponibilidad

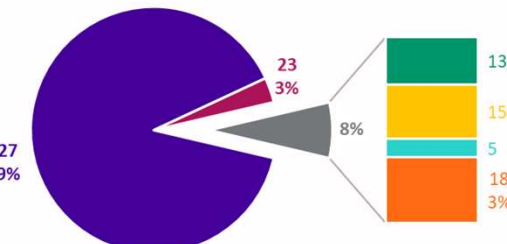
Eventos de indisponibilidad por rango de duración



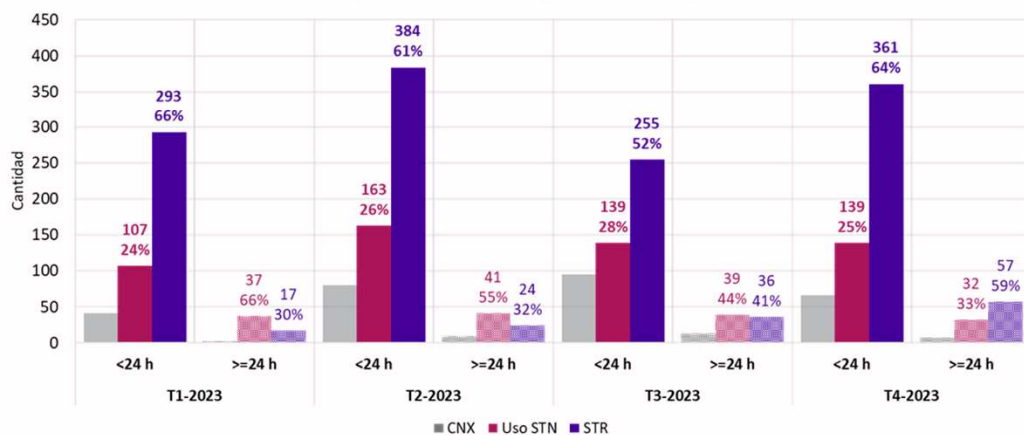
T1-2023



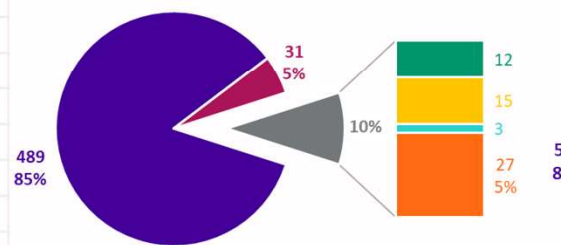
T2-2023



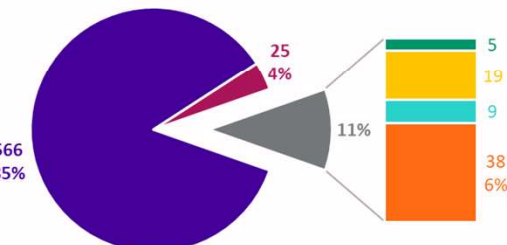
Eventos de indisponibilidad por rango de duración y tipo de activo



T3-2023



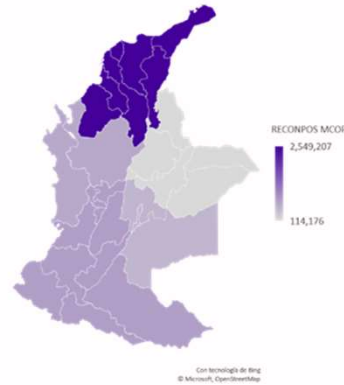
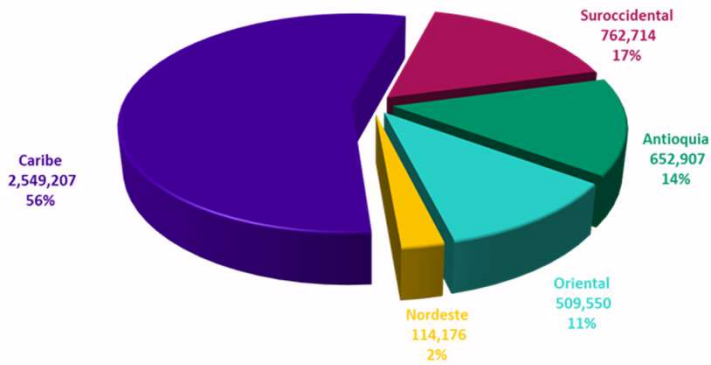
T4-2023



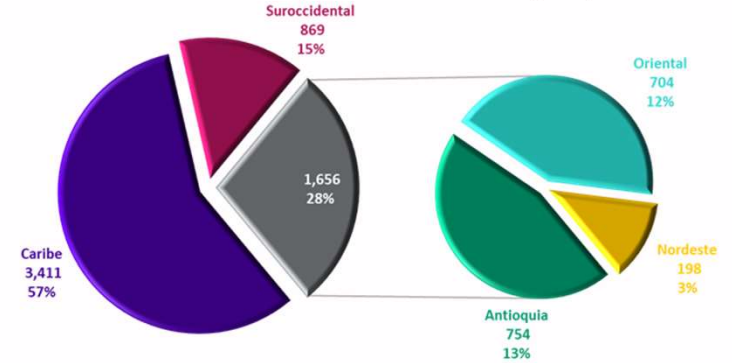
■ (0-24) h ■ [24-48) h ■ [48-72) h ■ [72-96) h ■ [96-120) h ■ >=120 h

# Evolución energía fuera de mérito

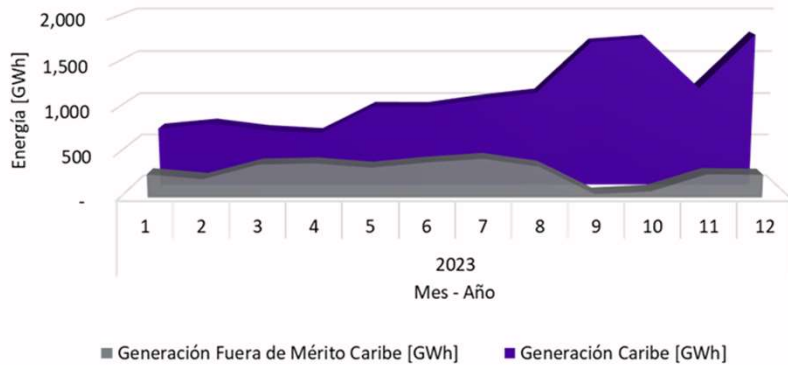
Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



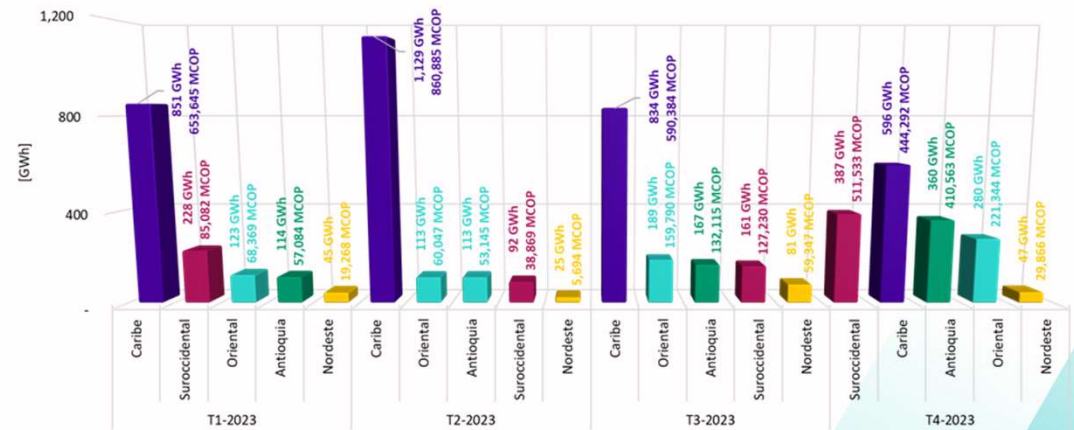
Distribución Energía asociada a RECONPOS [GWh]



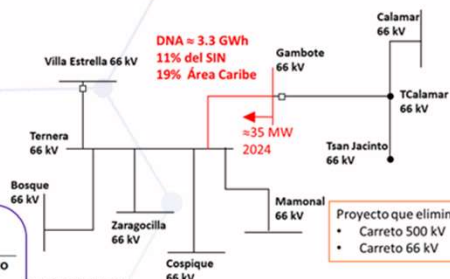
Generación Área Caribe



Evolución trimestral RECONPOS [GWh] / [MCOP]



# DNA por condición de red radial



Elemento	DNA T [GWh]	% SIN	% Área
Gambote - Ternera 1 66 kV	3.5	13%	20%
Guapi - San Bernardino 1 115 kV	1.6	6%	37%
Otros	21.3	81%	-

## Caribe 17.0 GWh (65%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
GCM	6005	23%
Bolívar	6047	23%
Córdoba-Sucre	3361	13%
Atlántico	949	4%
Cerromatoso	647	2%

## Antioquia 0.7 GWh (3%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Antioquia	692	3%

## Oriental 3.8 GWh (14%)

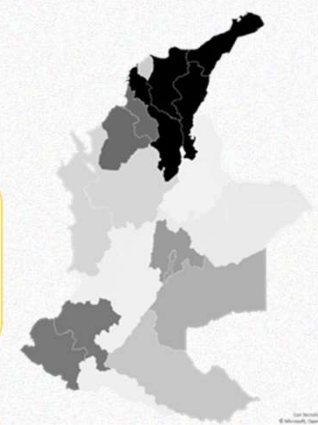
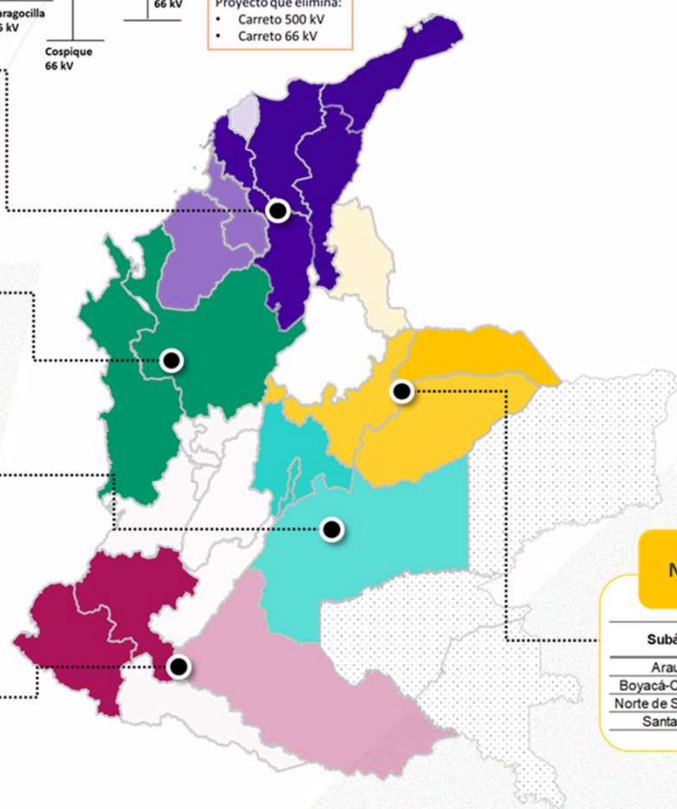
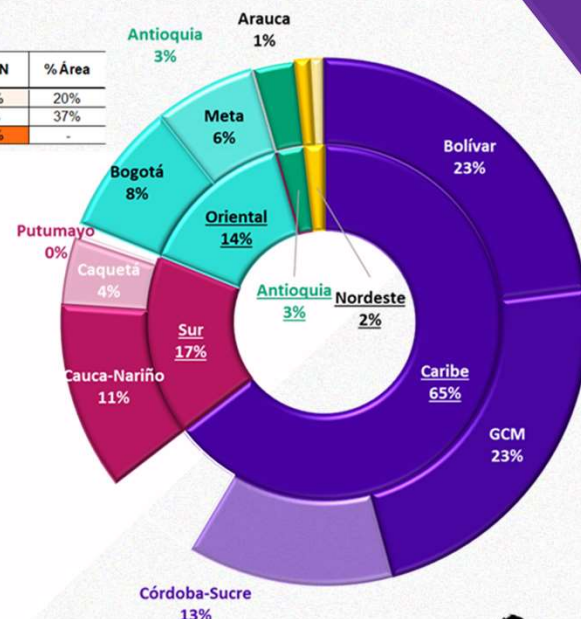
Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Bogotá	2149	8%
Meta	1658	6%

## Sur 4.4 GWh (17%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Cauca-Nariño	3017	11%
Caquetá	1082	4%
Putumayo	80	0.3%
CQR	65	0.2%
Valle	78	0.3%
Huila-Tolima	40	0.2%

## Nordeste 0.5 GWh (2%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Arauca	234	1%
Boyacá-Casanare	194	1%
Norte de Santander	41	0.2%
Santander	0	0%



# Resumen IPOEMP I 2024 e IPOELP I 2024

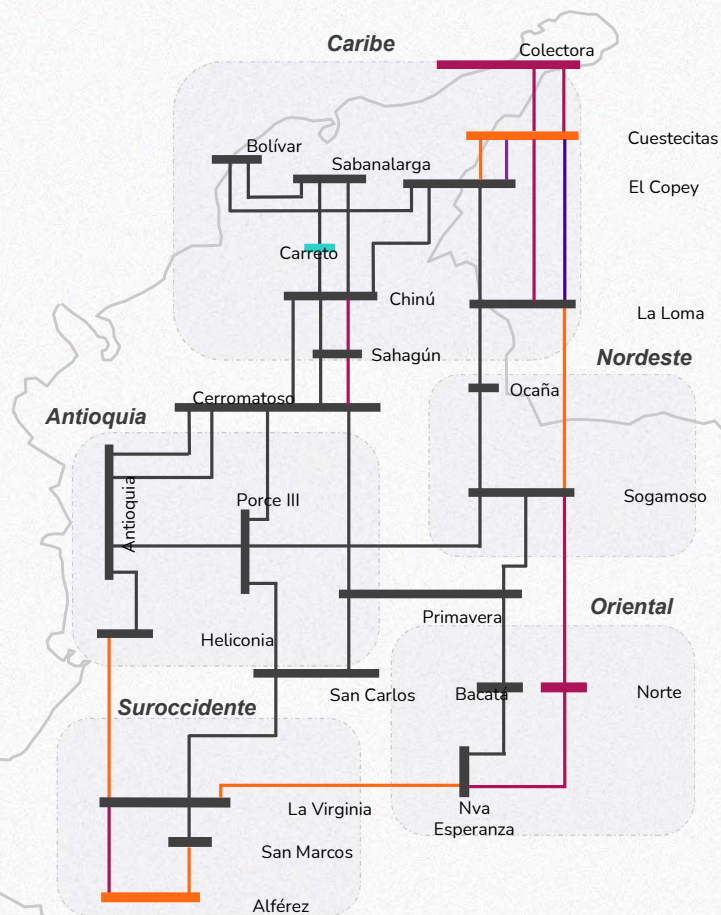
# Red de transmisión de energía a 500 kV en Colombia



Área	Código	Proyecto	km	FPO
Suroccidental	PTRA00073	Alfárez - San Marcos 500 kV	35	19/05/2024
Suroccidental	PTRA00073	Heliconia – La Virginia 500 kV	158	31/05/2024
Caribe	PTRA00243	El Copey – Cuestecitas I 500 kV	215	25/08/2024
Nordeste	PTRA00924	La Loma - Sogamoso 500 kV	200	13/12/2024
Oriental	PTRA00075	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	01/12/2024
Caribe	PTRA00779	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	5/05/2025
Caribe	PTRA00325	Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	30/05/2025
Oriental	PTRA00070	Sogamoso – Norte 500 kV	245	19/03/2026
Oriental	PTRA00070	Norte – Nueva Esperanza 500 kV	74	19/03/2026
Suroccidental	PTRA00073	La Virginia – Alfárez 500 kV	183	31/07/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 500 kV	220	15/03/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 2 500 kV	220	15/03/2026
Caribe	PTRA00482	Cuestecitas - La Loma 2 500 kV	220	27/06/2026
Caribe	PTRA09546	Cerromatoso – Sahagún 2 500 kV (UPME) *	-	30/06/2026
Caribe	PTRA09546	Chinú – Sahagún 2 500 kV (UPME) *	-	30/06/2026
Caribe	PTRA01139	Chinú – Carreto 500 kV	-	31/03/2027
Caribe	PTRA01139	Sabanalarga – Carreto 500 kV	-	31/03/2027

*La FPO corresponde a la considerada en el IPOEMP e IPOELP I 2024*

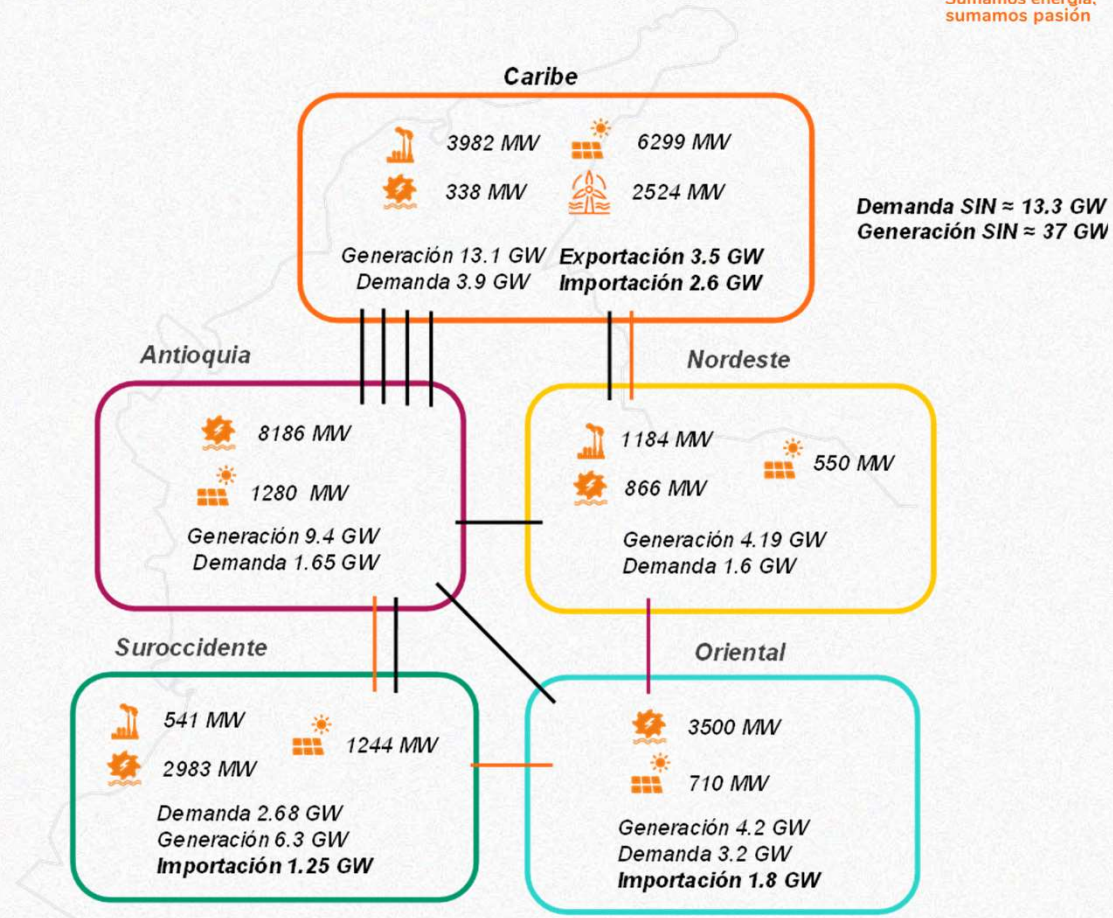
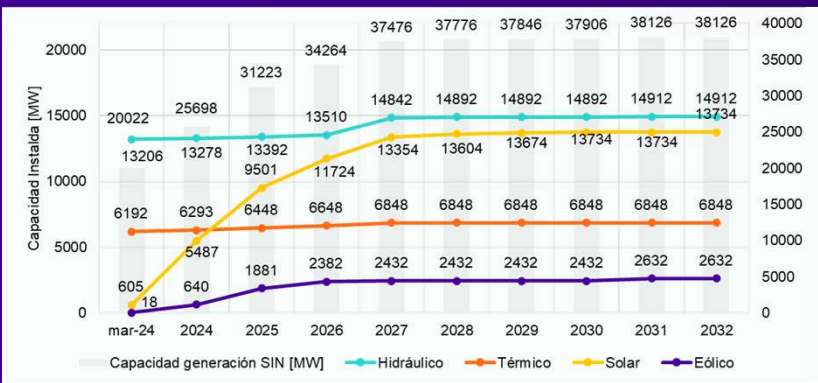
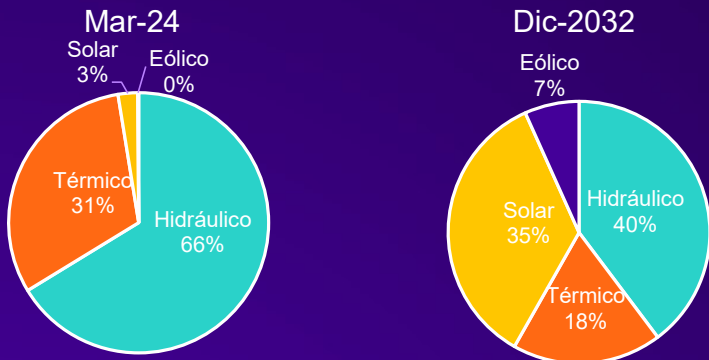
*La expansión en la red de 500 KV generará un exceso de potencia reactiva en el sistema. Es posible que se recurra para el control de tensiones a la apertura de circuitos en periodos de baja de manda hasta tanto no se tengan equipos de control dinámico de voltaje para el control de las tensiones.*



- Red a 500 kV 31/03/2024
- 2026 IPOELP
- 2025 IPOELP
- Proyectos IPOEMP
- 2027 IPOELP

# Evolución esperada de la capacidad de generación del SIN

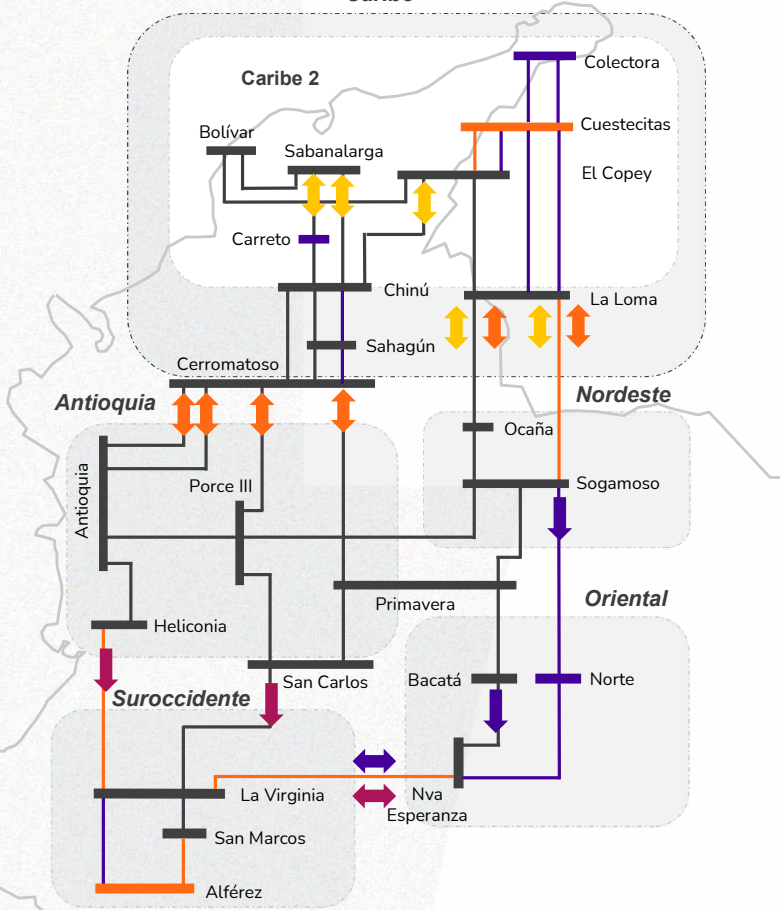
Escenario del mediano y largo plazo



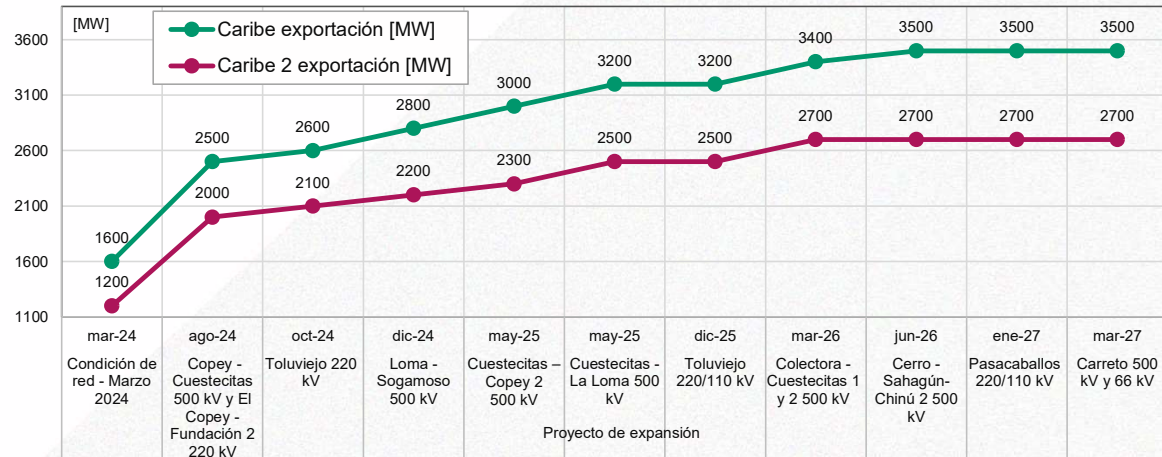
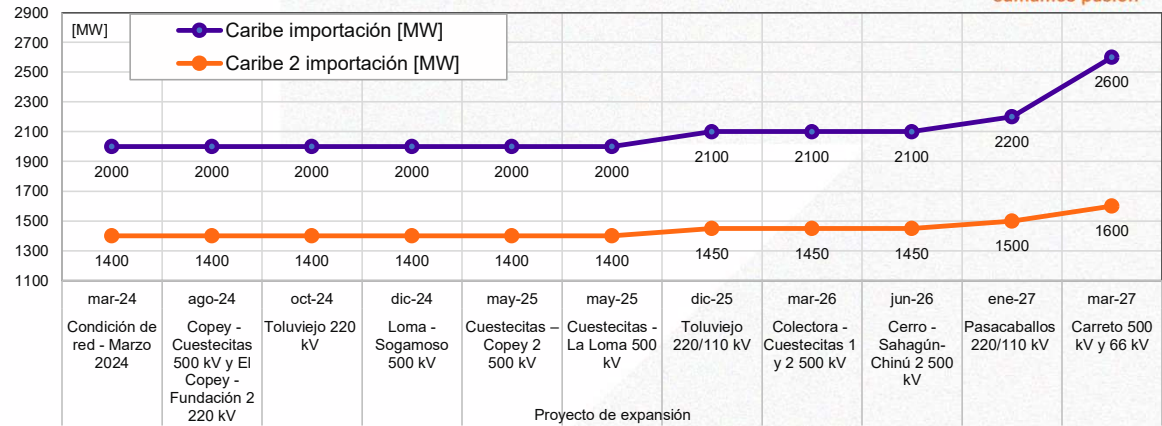
# Evolución capacidad de importación y exportación de potencia del área Caribe



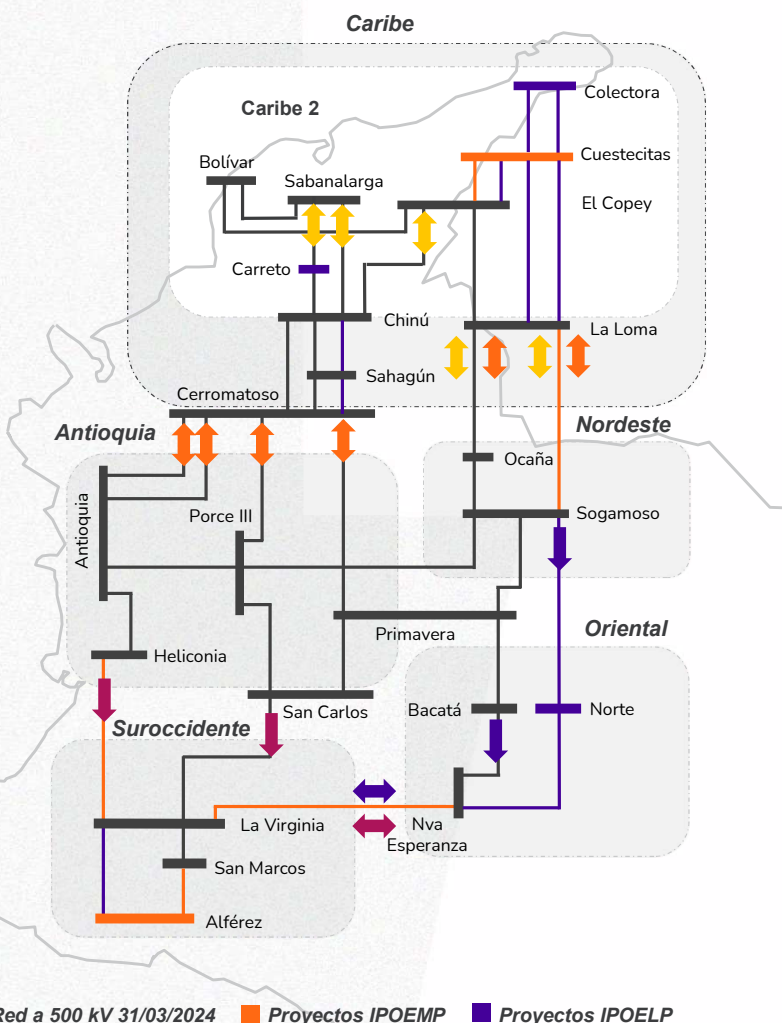
Caribe



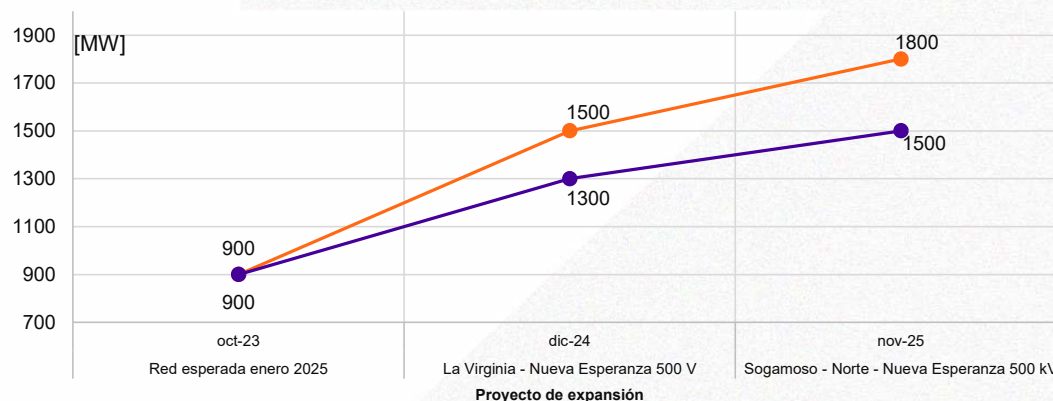
■ Red a 500 kV 31/03/2024 ■ Proyectos IPOEMP ■ Proyectos IPOELP



# Evolución capacidad de importación de potencia área Oriental



La **línea en color naranja** muestra el aumento de capacidad de importación de potencia del área Oriental a través de la red 500 kV ante la entrada del 2do ATR Nueva Esperanza 500/115 kV, restricción que elimina la restricción de sobrecarga del ATR1 la cual es la limitante principal para la condición presentada en **línea color morado**.



- importación con segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV
- importación sin segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV

Con la entrada de estos proyectos disminuye hasta en 8 el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión en nodos del área.

Se resalta que el proyecto Bahía 500 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV no tiene promotor. De no entrar este proyecto, la capacidad de importación de potencia a través de la red 500 kV se vería limitada a 1300 MW para la condición de red a 2024 y a 1500 MW al final del horizonte.

**Nota:** Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

# Evolución capacidad de importación de potencia área Suroccidental

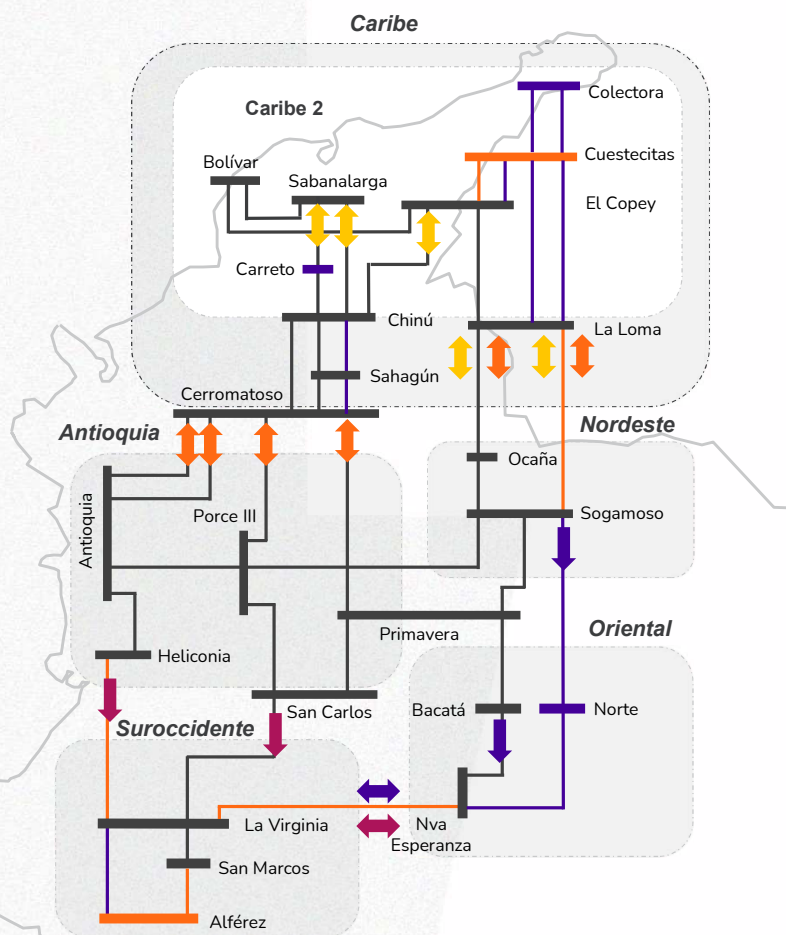


## Evolución capacidad de importación de potencia Área Suroccidental

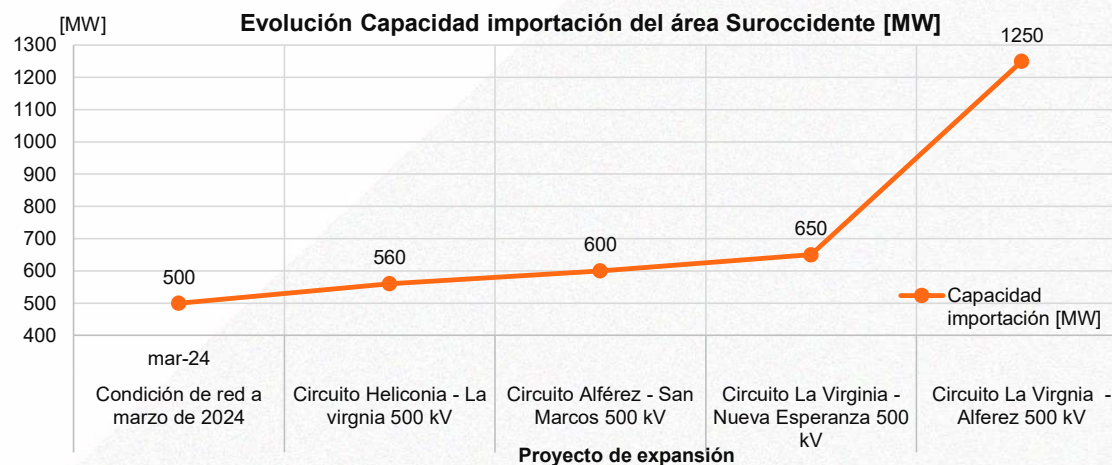
Luego de la entrada en operación de los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV y Heliconia – Virginia 500 kV, la contingencia que limita la importación de potencia por la red 500 kV, corresponde al enlace San Marcos – Virginia 500 kV, la cual ocasiona sobrecarga en el transformador Virginia 500/230 kV.

Posterior a la entrada del proyecto La Virginia – Alférez 500 kV, la restricción que limita la importación de potencia del área es sobrecarga de la transformación Alférez 1 y 2 500 / 230 kV ante contingencia del transformador de San Marcos 500/230 kV.

Con la evolución de proyectos, se evidencia alta tensión en nodos del área en especial en periodos de baja demanda. Se resalta que el proyecto reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 kV no tiene promotor y está en prepublicación de pliegos de la UPME.

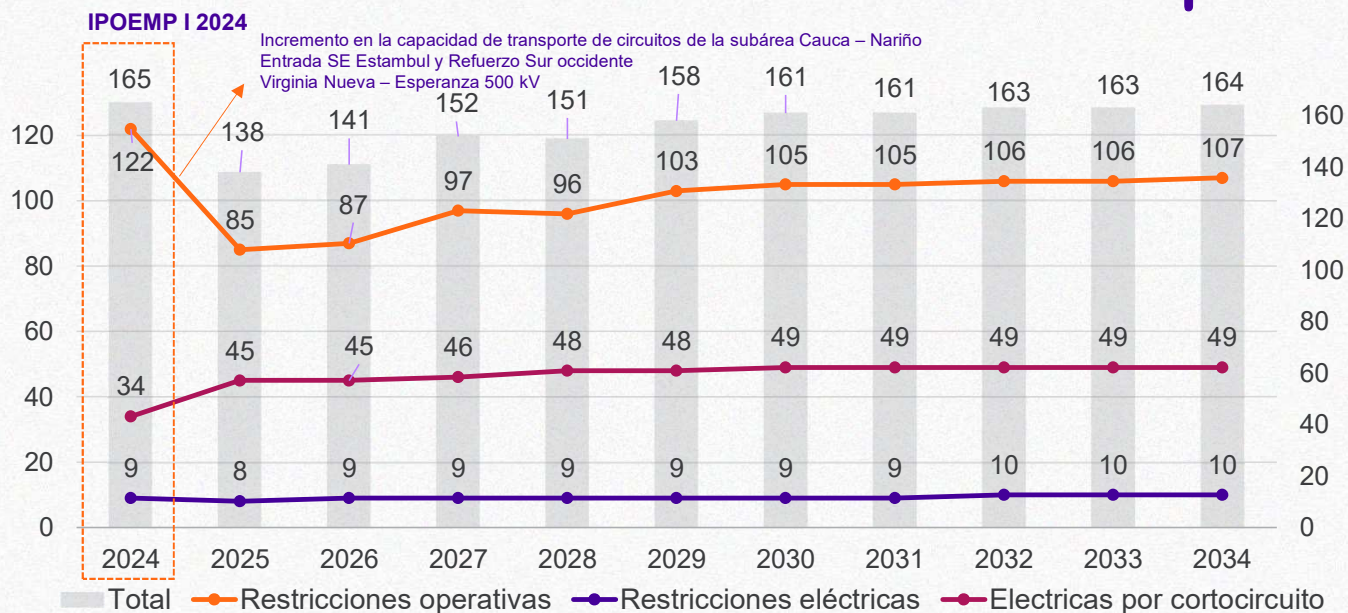


■ Red a 500 kV 31/03/2024   ■ Proyectos IPOEMP   ■ Proyectos IPOELP



**Nota:** Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

# Evolución de las restricciones por área operativa



Restricciones sin obra de expansión definida por área operativa



Caribe Antioquia Suroccidental Oriental Nordeste

Área	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Caribe	65	60	55	62	62	69	70
Antioquia	11	15	16	16	16	16	16
Suroccidental	38	11	13	15	15	15	16
Oriental	34	31	32	30	30	30	31
Nordeste	17	21	25	29	28	28	28
<b>Total SIN</b>	<b>165</b>	<b>138</b>	<b>141</b>	<b>152</b>	<b>151</b>	<b>158</b>	<b>161</b>

**La evolución de restricciones es sujeta a:**

- Los supuestos de los estudios del mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP)
- Proyección de demanda por año y factores de distribución.
- Materialización de la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.
- Mejor información de parámetros de equipos.

# Agotamiento de red

Elementos que en condición de red completa presentan carga cercana o superior a la nominal de corriente.

Nodos del STR con tensión cercana o inferior al límite regulatorio de 0.9 p.u. y que no tienen obra de expansión definida en el horizonte del largo plazo o el proyecto no tiene promotor asignado.

## Elementos con alto valor de carga en red completa

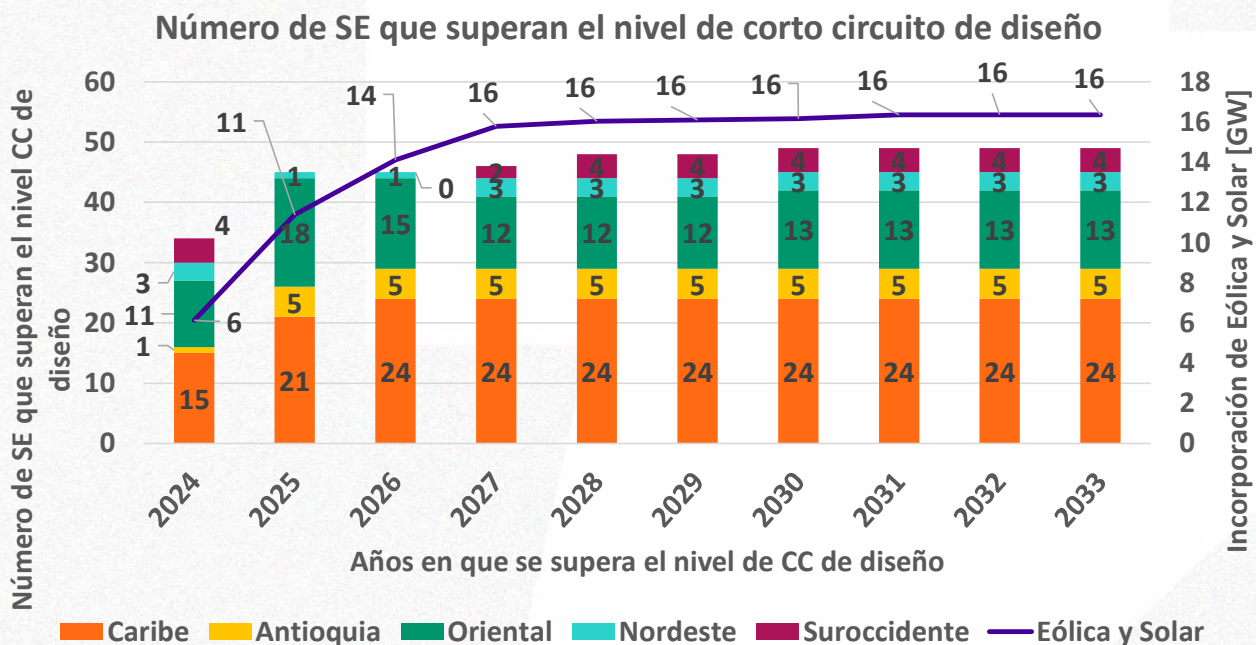
Equipo	MW	Proyecto que elimina la restricción
Transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV	270	No tiene proyecto definido.
Circuito Chinú – Sincé 110 kV	75	No tiene proyecto definido
Circuito Chinú – San Marcos 110 kV	38	No tiene proyecto definido
Circuito Ternera – Gambote 66 kV	32	Carreto 500/66 kV (FPO:2027)
BT 34.5 kV Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 2026)
BT 13.8 kV en Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV	30	No tiene proyecto definido
Transformador Valledupar 9 220/110 kV	37	No tiene proyecto definido
Transformador Cerromatoso 110/34.5 kV 30 MVA.	27	No tiene proyecto definido

## Nodos con tensión cercana o inferior a 0.9 p.u.

Subárea	Nodo	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	No tiene proyecto definido.
GCM	San Juan 110 kV	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 2026)
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	No tiene proyecto definido.
Bolívar	El Carmen 66 kV	Carreto 500/66 kV (FPO:2027)
	Zambrano 66 kV	
	San Jacinto 66 kV	
	Calamar 66 kV	
	Gambote 66 kV	

Se recomienda de forma prioritaria a los operadores de estos equipos y a la UPME trabajar de forma conjunta para identificar acciones para eliminar estas restricciones ya que ante su materialización se podrá incurrir en desatención de demanda.

# Niveles de Corto Circuito del Sistema



Área	STN	STR	Total
Antioquia	1	4	5
Caribe	8	16	24
Nordeste	1	2	3
Oriental	3	10	13
Sur Occidente	1	3	4
<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>35</b>	<b>49</b>

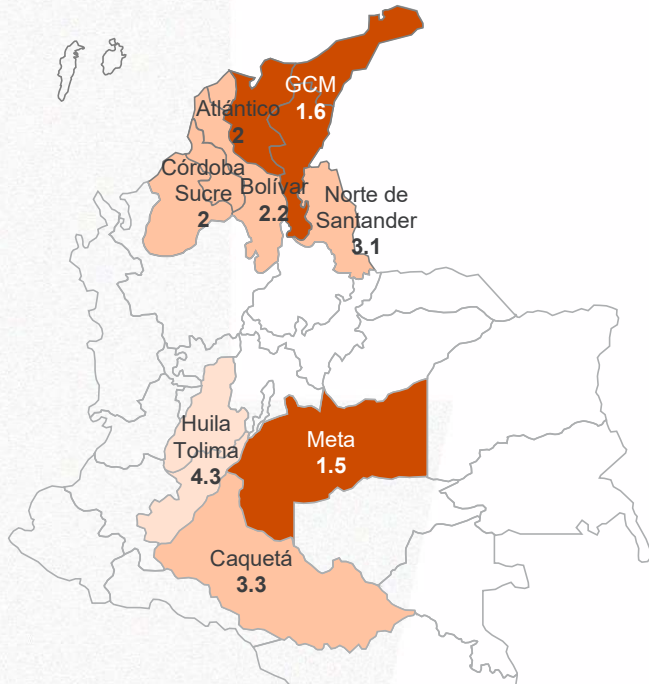
SE que superan el nivel de CC a 2030

Numero de subestaciones que superan el nivel de cortocircuito a 2033

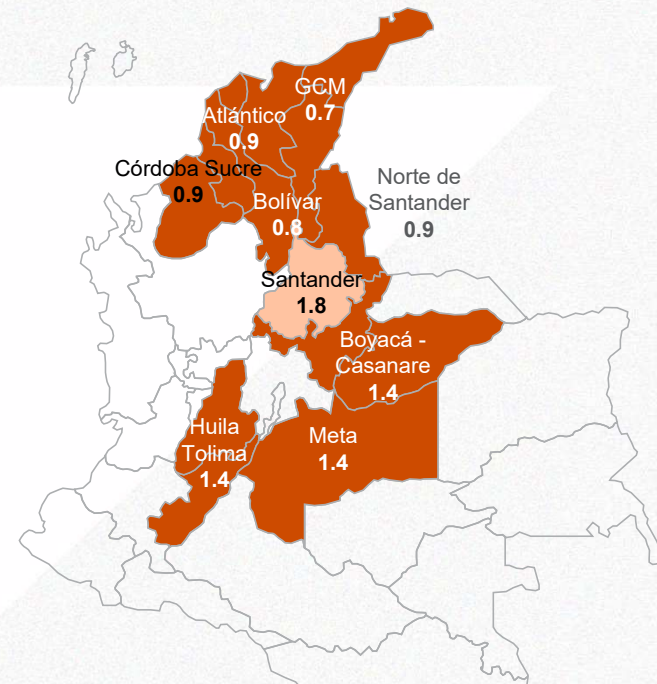
\*Informe de planeación operativa eléctrica de largo plazo I de 2024.




# Índices de Fortaleza

Condición de red esperada a diciembre 2024



Condición de red esperada a diciembre 2029



Color	SCRIF
	< 1.5
	Entre 1.5 y 4
	Entre 4 y 5

Índice	Calculado con	Límite	Recomendación a los promotores
SCRIF	$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$ <p> <i>SCMVA<sub>POI</sub></i> Es la potencia de cortocircuito en el nodo <i>i</i>  <i>P<sub>i</sub></i> Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo <i>i</i>  <i>P<sub>j</sub></i> Potencia MW planta IBR en barra <i>j</i> asociada al factor de interacción <i>IF<sub>ji</sub></i>  <i>IF<sub>ji</sub></i> Es el cambio en el voltaje del bus <i>i</i> (<math>\Delta V_i</math>) por un cambio en el voltaje del bus <i>j</i> (<math>\Delta V_j</math>)                 </p>	1.5	Entre 1.5 y 5 Para los promotores de proyectos FERN C a conectar en nodos con métricas de fortaleza inferior a las propuestas se recomienda: Para la condición esperada de red validar con estudio de detalle (EMT) el cumplimiento de los criterios regulatorios y condiciones estables de operación.

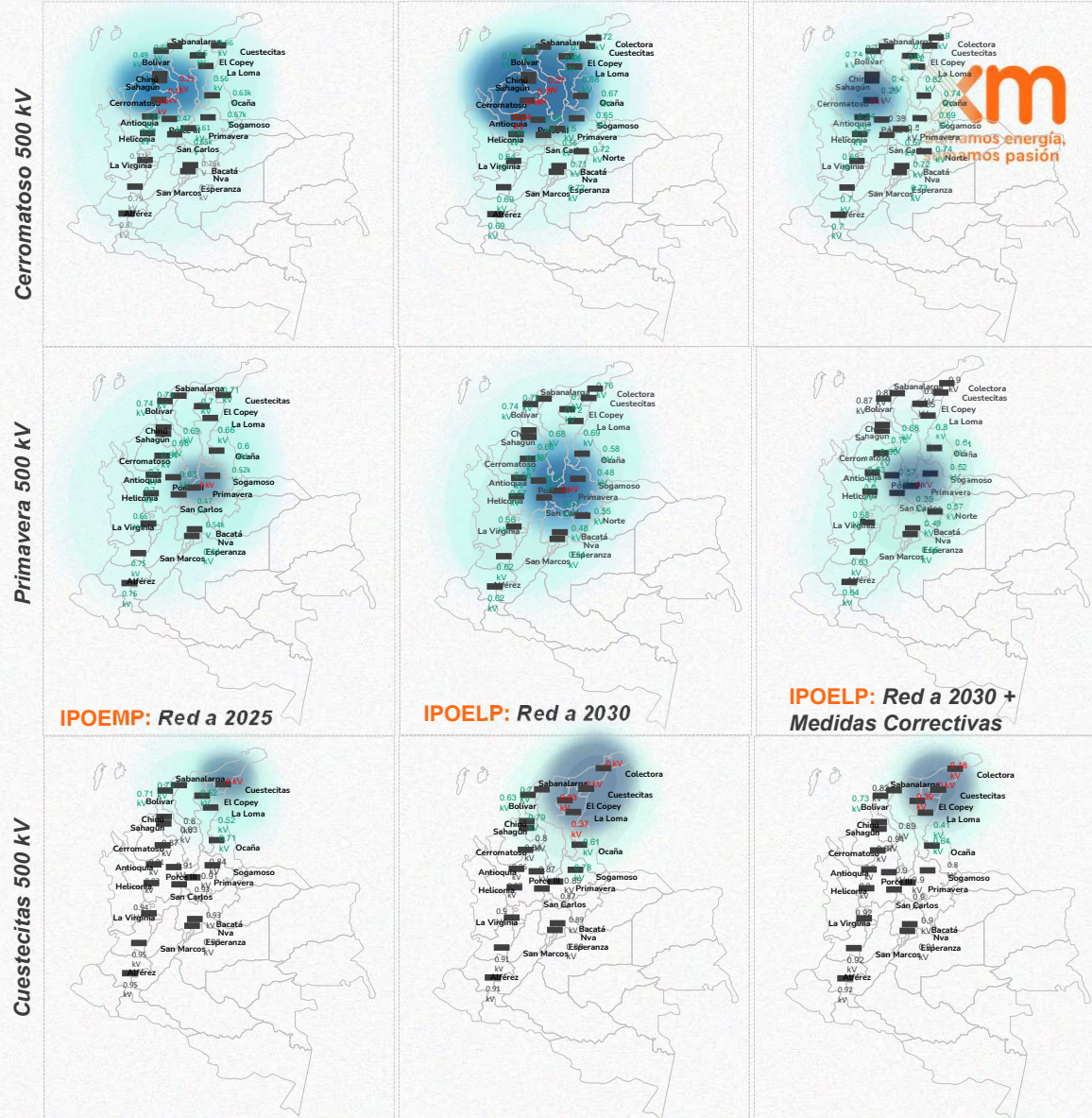
# Análisis de Fallas

## Huecos de tensión

Los huecos de tensión se caracterizan por su magnitud ( $\Delta V$ ), y por su duración ( $\Delta t$ ), que indica el tiempo durante el cual la tensión es inferior al 0.9 p.u. de la tensión nominal. Dependiendo de sus características los equipos afectados pueden causar: Pérdida de sincronismo, inestabilidad en FERN, desconexión cargas del sistema por tensión o actuación de ESPS, ocurrencia de FIDVR.

## Propagación huecos de tensión

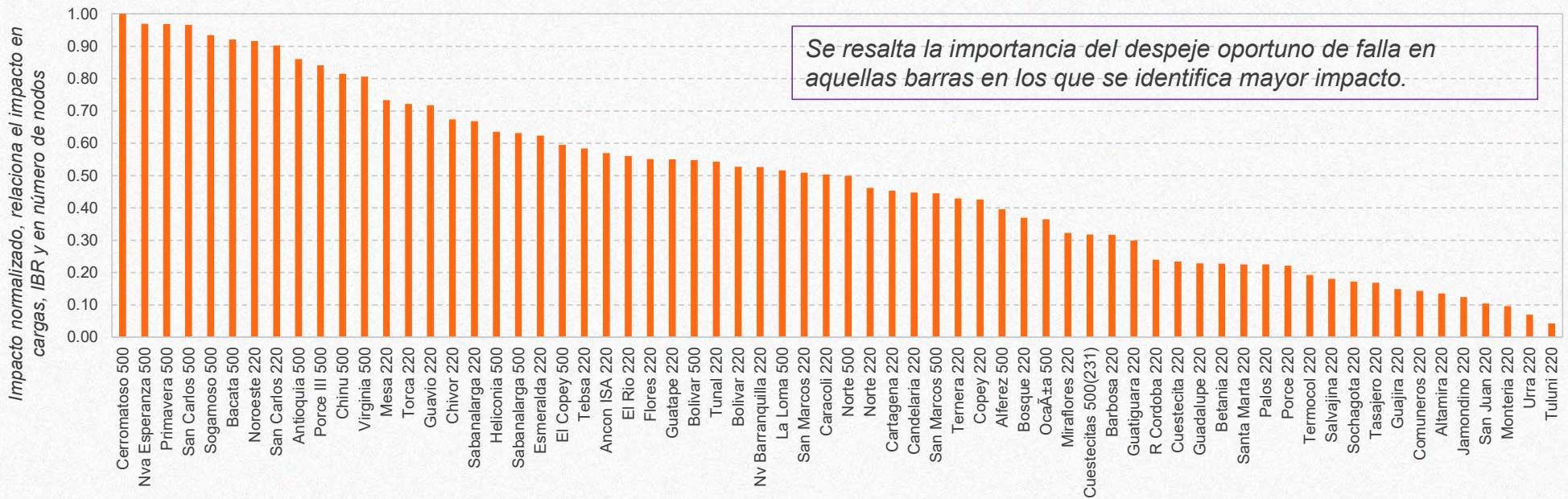
Las características de una falla, como su ubicación, duración y tipo, junto con la robustez de la red, influyen en la magnitud y duración del hueco de tensión. Por otro lado, la fortaleza del nodo en que se presenta el hueco de tensión y la fortaleza de los nodos eléctricamente cercanos determinarán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



# Impacto de las fallas en la demanda y la generación IBR



Resultado de simular en cada nodo del STN una falla en barra y normalizar el impacto de mayor a menor en propagación del impacto dV/dV en otros nodos del SIN, en afectación de cargas y en recursos de generación cercanos.



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

# Condensador síncrono en control de restricciones del SIN

## Mitigar ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR) y mejorar la calidad de la potencia en el sistema

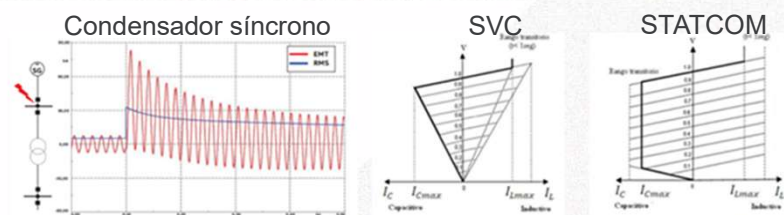
Dada la evidencia en algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de la subárea GCM y Bolívar, son vulnerables al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR). Poder fortalecer la red permite mitigar las condiciones que causan dicho fenómeno al disminuir el  $\Delta$  en caída de tensión ante fallas.

## Fortaleza de red e Inercia

Con la previsión de una mayor incorporación de fuentes de generación renovable en el futuro, los análisis de fortaleza de la red en los horizontes de mediano y largo plazo revelan valores preocupantes en las métricas SCR (SCRIF, WSCR) que indican la posibilidad de condiciones relacionadas con la inestabilidad en los controladores.

## Control de Mvar y tensión

Ante la entrada de los proyectos de transmisión en el horizonte de mediano y largo plazo, se anticipa una alta contribución de reactivos inherentes a la transmisión, lo cual se traducirá en un aumento de la tensión en nodos del área Caribe. Por lo anterior se resalta la recomendación de contar con equipos con capacidad de respuesta dinámica para la regulación reactiva. Entre las opciones de equipos adecuados para este propósito, se recomienda que estos pueden aportar inercia y cortocircuito a la red.



Control de potencia reactiva	●	●	●
Control dinámico de potencia reactiva	●	●	●
Operación en baja tensión	●	●	●
Aporta corriente de cortocircuito	●	●	●
Capacidad de sobrecarga temporal	●	●	●
Aportan inercia	●	●	●

\*Solo se consideran tecnología probadas y con marcos normativos de desempeño ya establecidos.

## Recomendaciones a la CREG.

Establecer métricas y umbrales de fortaleza de red, lo que brindará herramientas:

- **A la UPME:** Definición de requisitos de conexión y un mejor dimensionamiento de los recursos FERNC
- **A promotores FERNC:** Mejor selección del inversor, o identificar la necesidad de acompañarlo con equipos que fortalezcan el nodo de conexión.
- **Al CND:** Identificación de recomendaciones que permitan una penetración de recursos FERNC en el sistema eléctrico colombiano de forma segura y confiable.

## Recomendaciones a la UPME.

- Hacer uso de las métricas para evaluación de fortaleza de red, como pueden ser las métricas SCR al momento de aprobar nuevos puntos de conexión. Así mismo, realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados, para definir nuevas obras.
- Solicitar simulaciones RMS y EMT como parte de los estudios de conexión que consideren las condiciones esperadas de operación del punto de conexión y validación del nivel de fortaleza de red (SCRIF, WSCR y CSCR) para garantizar condiciones estables.
- Tener presente que los valores de SCR, CSCR, SCRIF, y WSCR podrán disminuir ante la entrada de progresiva de proyectos de generación basada en inversores, de no acompañarse de equipos con aporte de cortocircuito como condensadores síncronos u otras tecnologías.
- De no entrar en el mediano - largo plazo equipos que brinden fortaleza de red y que no dependan del despacho de generación, podría ser necesario, aún ante alta disponibilidad de recursos basados en inversores, programar recursos síncronos para garantizar aportes de corto circuito y condiciones estables de operación o limitar la potencia inyectada por recursos FERNC.
- Definir a la mayor brevedad posible obras para fortalecer el nivel de cortocircuito de la red en nodos con bajos valores de fortaleza de red.

# Paquete de obras ITR - CARIBE

## Condensadores Sincrónicos

Condensadores sincrónicos conectados a nivel de STN y STR en diferentes subestaciones en el área Caribe con el objetivo de anticipar mejoras en la condición operativa de largo plazo del área desde diferentes perspectivas como lo son: fortaleza de red, control de tensión de estado estacionario y dinámico, propagación de huecos de tensión, requerimiento de generación de seguridad y límites de intercambio del área con el resto del SIN,

ATLÁNTICO	
Aporte de CC [MVA]	Aporte de CC [MVA]
SABANALARGA 500	1111 - (> 1.3 kA)
NV BARRANQUILLA 220	439 - (> 1.2 kA)
TEBSA 220	439 - (> 1.2 kA)
CARACOLI 110	233 - (> 1.2 kA)
MALAMBO 110	233 - (> 1.2 kA)

2.5 GVA de CC

CÓRDOBA SUCRE	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
SAHAGÚN 500	2194 - (> 2.4 kA)
CHINÚ 220	1179 - (> 3 kA)
TOLUVIEJO 220	449 - (> 1.2 kA)

3.8 GVA de CC

## 17 GVA de CC

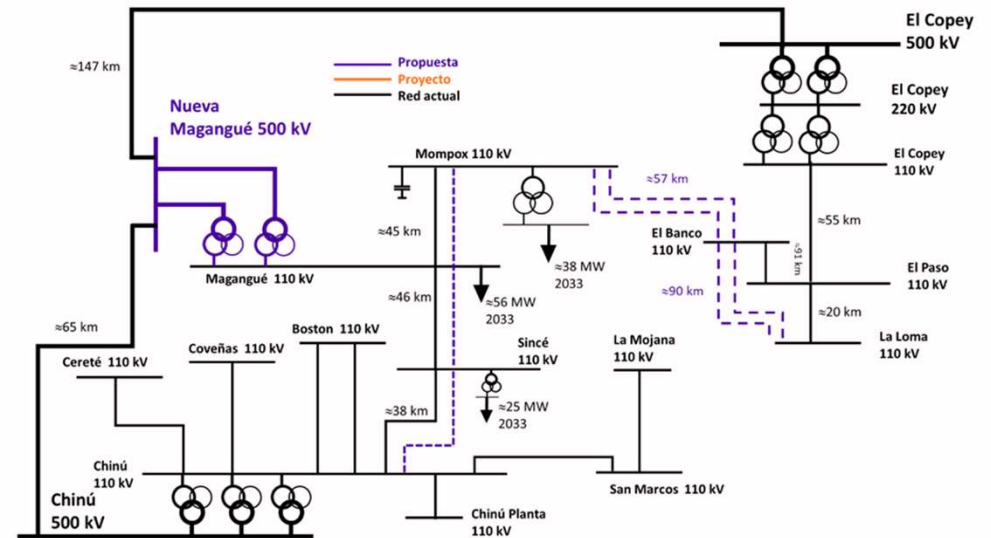
GCM	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
COLECTORA 500	2326 - (> 2.7 kA)
CUESTECITAS 500	2326 - (> 2.7 kA)
CUESTECITAS 220	892 - (> 2.3 kA)
COPEY 220	449 - (> 1.2 kA)
VALLEDUPAR 220	439 - (> 1.2 kA)
EL BANCO 110	200 - (> 1 kA)
GUATAPURÍ 110	200 - (> 1 kA)
SANTA MARTA 110	200 - (> 1 kA)
LA JAGUA 110	200 - (> 1 kA)
RIOHACHA 110	200 - (> 1 kA)

7.5 GVA de CC

BOLÍVAR	
Subestación	Aporte de CC [MVA]
CARRETO 500	2326 - (> 2.7 kA)
BOLÍVAR 220	878 - (> 2.4 kA)

3.2 GVA de CC

## Magangué 500 kV y obras asociadas



Nueva subestación Magangué 500 kV con doble transformación 500/110 kV y las siguientes obras complementarias:

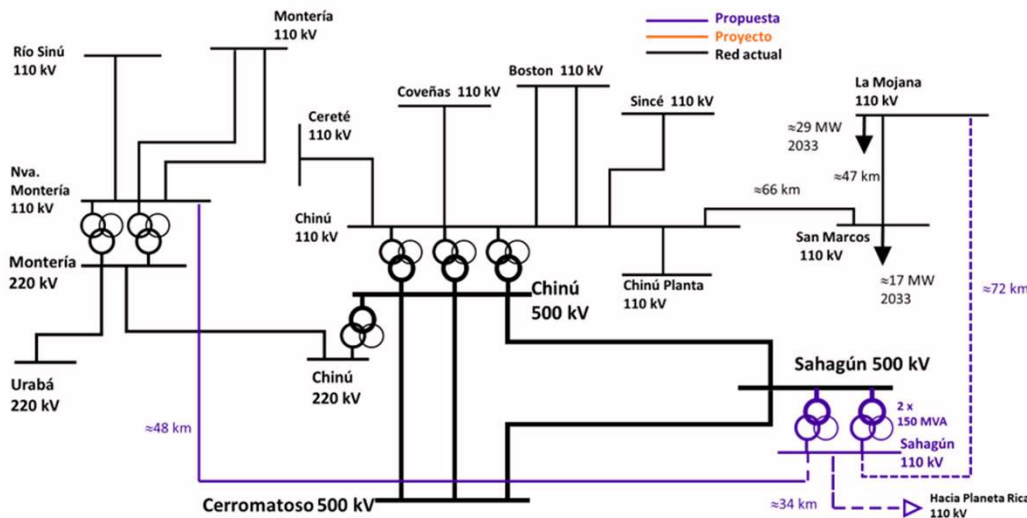
- Segundo circuito de aproximadamente 38 km entre las subestaciones Chinú y Sincé 110 kV.
- Segundo circuito de aproximadamente 46 km entre las subestaciones Sincé y Magangué 110 kV.
- Segundo circuito de aproximadamente 45 km entre las subestaciones Magangué y Mompox 110 kV.
- Conexión de un doble circuito de aproximadamente 90 km entre las subestaciones La Loma y El Banco 110 kV.
- Conexión de un doble circuito de aproximadamente 57 km entre las subestaciones El Banco y Mompox 110 kV

Adicionalmente, se recomienda evaluar la repotenciación de los siguientes circuitos existentes por parte del OR:

- Chinú – Sincé 110 kV: actualmente reporta una capacidad nominal de 440 A, no obstante, su capacidad por límite térmico es de 580 A.
- Sincé – Magangué 110 kV: actualmente reporta una capacidad nominal de 380 A, no obstante, su capacidad por límite térmico es de 580 A.
- Magangué – Mompox 110 kV: actualmente reporta una capacidad nominal de 236 A, no obstante, su capacidad por límite térmico es de 320 A.

1. Propuesta alineada con iniciativa del OR.
2. Detalles de análisis de demanda máxima atendible en el informe

## Sahagún 500/110 kV y obras asociadas



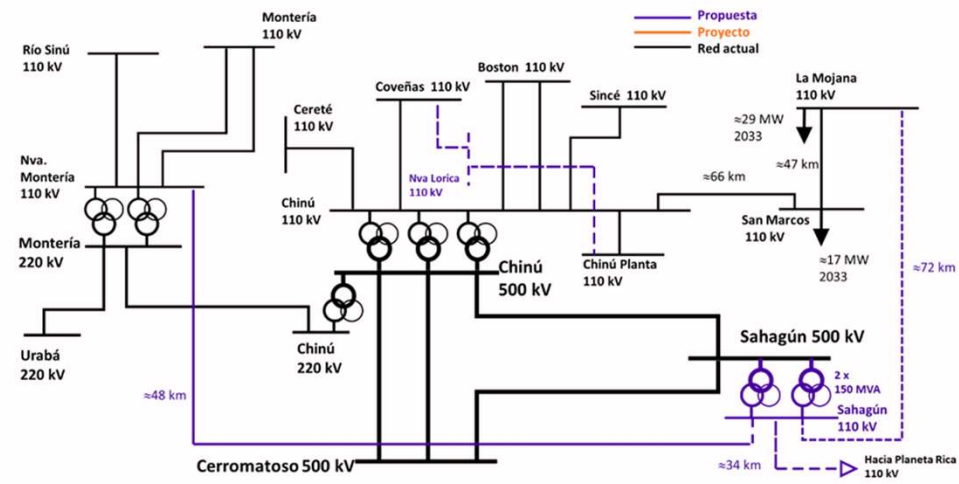
Nueva subestación Sahagún 110 kV con doble transformación 500/110 kV de 150 MVA y los siguientes circuitos asociados1:

- Línea de aproximadamente 72 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y La Mojana 110 kV.
- Línea de aproximadamente 34 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y Planeta Rica 110 kV.
- Línea de aproximadamente de 48 km entre las subestaciones Nueva Sahagún 110 kV y Nueva Montería 110 kV.

Adicionalmente, se recomienda evaluar la repotenciación del circuito Chinú – San Marcos 110 kV, el cual opera una capacidad nominal de 200 A, no obstante, su capacidad por límite térmico es de 580 A

1. Propuesta alineada con iniciativa del OR.
2. Detalles de análisis de demanda máxima atendible en el informe

## Nueva Lórica 110 kV y obras asociadas

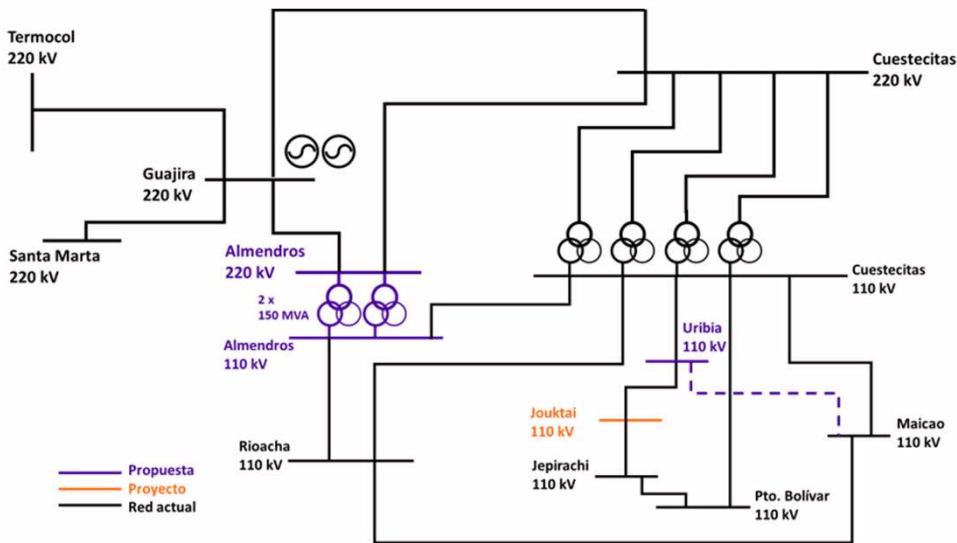


Subestación Nueva Lórica y los siguientes circuitos asociados.

- Construcción de una línea aérea aproximadamente de 30 km entre las subestaciones Nueva Lórica 110 kV y Coveñas 110 kV
- Construcción de una línea aérea aproximadamente de 50 km entre las subestaciones Nueva Lórica 110 kV y Chinú Planta 110 kV

1. Propuesta alineada con iniciativa del OR.
2. Detalles de análisis de demanda máxima atendible en el informe

## Refuerzo STR en la Guajira

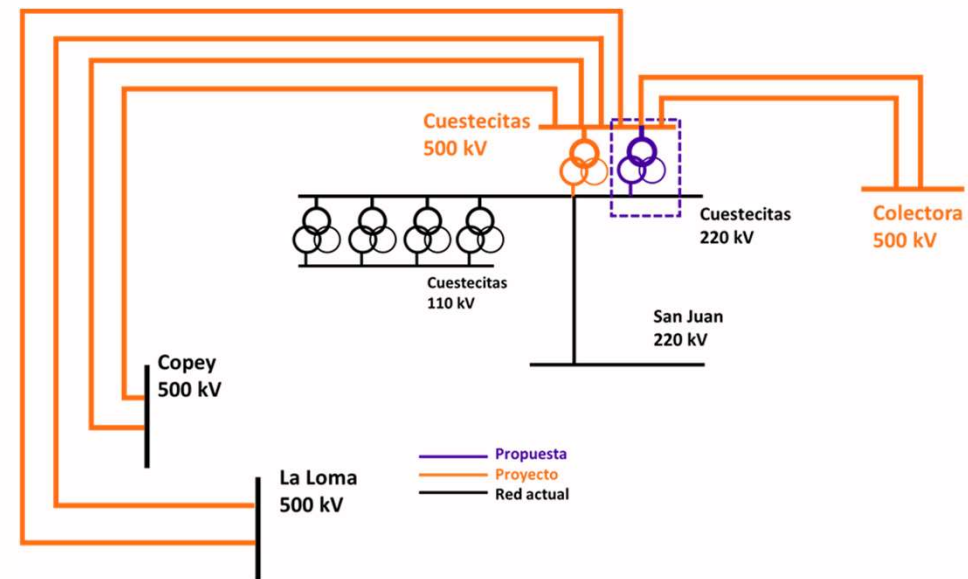


Nueva subestación Almendros 220/110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Termoguajira 220 kV (LN-818) e incluye las siguientes obras complementarias:

- Doble transformación Almendros 220/110 kV. La propuesta contempla el seccionamiento de la línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV (LN-741) en Riohacha – Almendros 110 kV y Almendros – Cuestecitas 110 kV.
- Nueva subestación Uribia 110 kV que secciona la línea Cuestecitas – Juktai 110 kV.
- Nueva línea área de aproximadamente 40 km entre las subestaciones Uribia y Maicao 110 kV

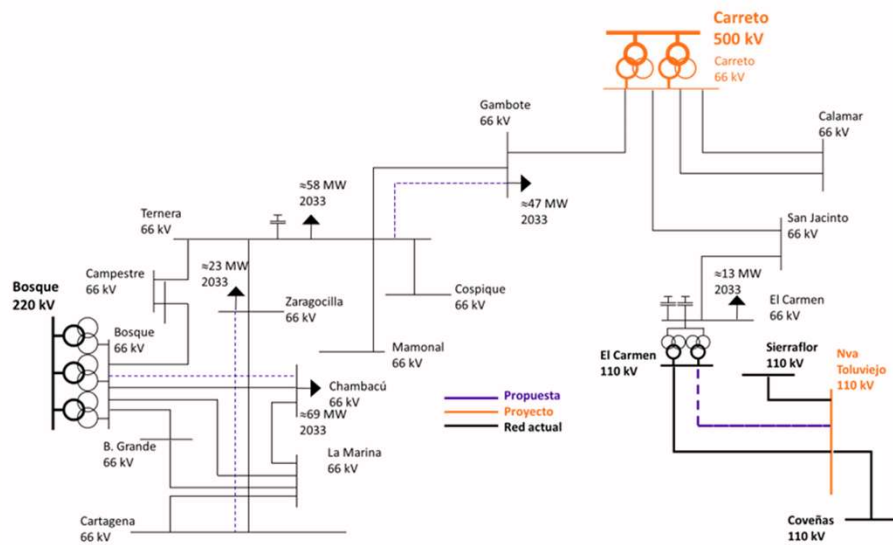
1. Propuesta alineada con iniciativa del OR.
2. Detalles de análisis de demanda máxima atendible en el informe

## Segundo transformador cuestecitas 500/220 kV

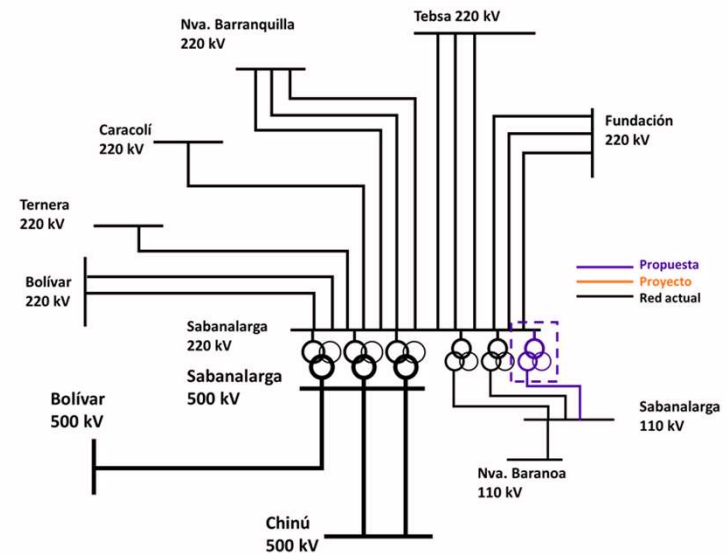


Segundo transformador 500/220 kV en la subestación Cuestecitas.

## Refuerzo STR Bolívar



## Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV

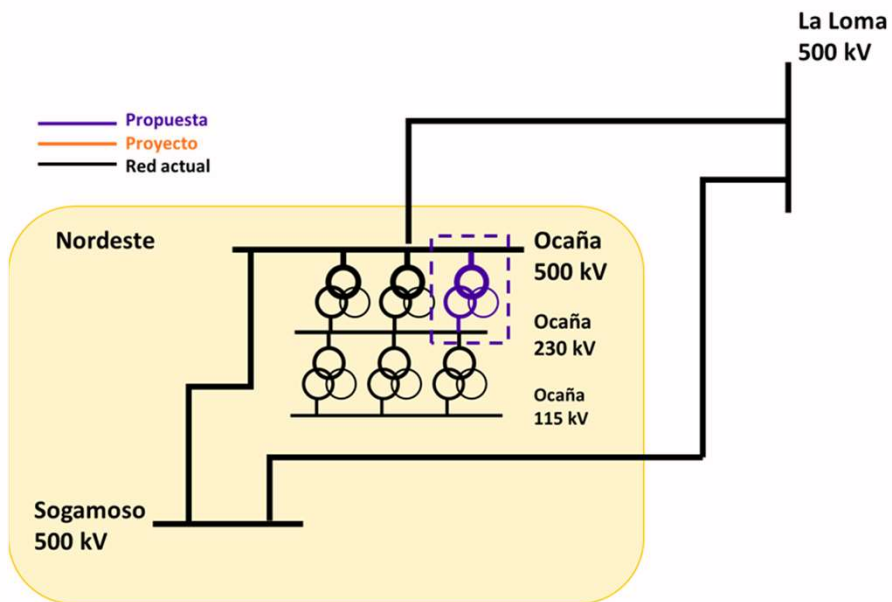


La propuesta incluye los siguientes circuitos asociados y obras complementarias:

- Segundo circuito de aproximadamente 51 km entre las subestaciones Nueva Toluvejo y El Carmen 110 kV.
- Segundo circuito de aproximadamente 31 km entre las subestaciones Ternera y Gambote 66 kV.
- Segundo circuito de aproximadamente 3 km entre las subestaciones Bosque y Chambacú 66 kV.
- Segundo circuito de aproximadamente 11 km entre las subestaciones Cartagena y Zaragocilla 66 kV.

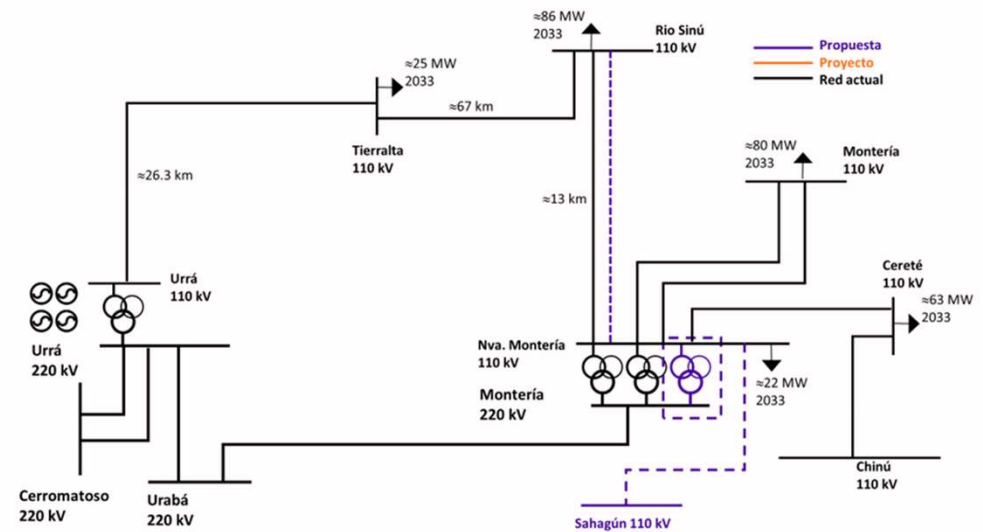
Tercer transformador 220/115/13.8 kV 90 MVA en la subestación Sabanalarga

## Tercer transformador Ocaña 500/230/34.5 kV 360 MVA



Tercer transformador 500/230/34.5 kV 360 MVA en la subestación Ocaña.

## Refuerzo Montería



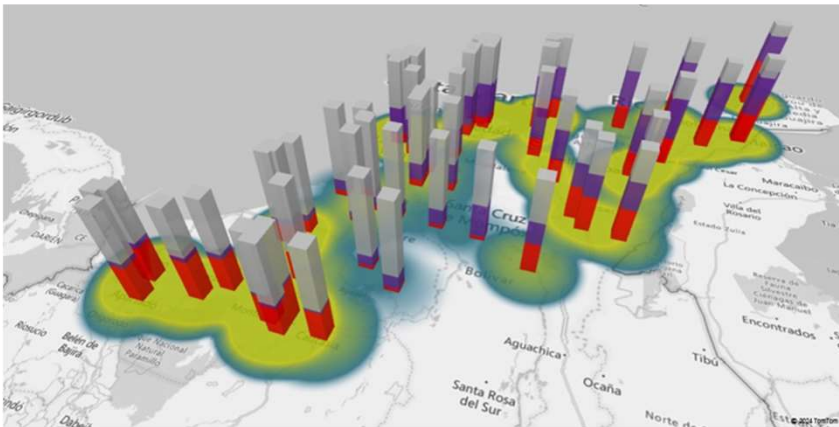
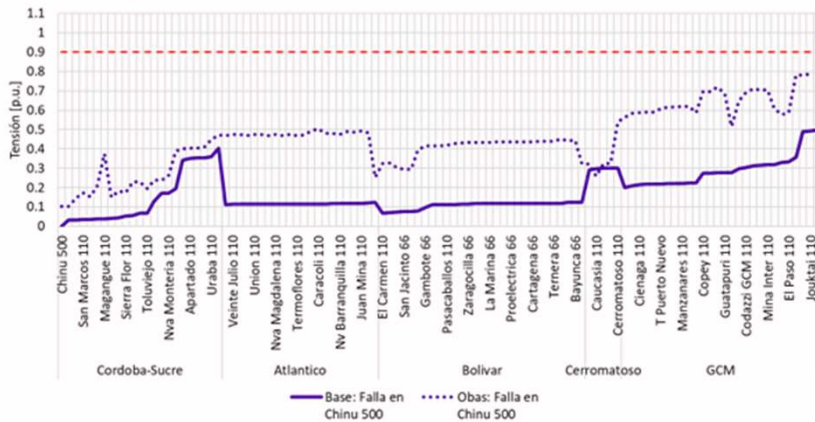
La propuesta incluye las siguientes obras:

- Segundo circuito de aproximadamente 13 km entre las subestaciones Nueva Montería y Rio Sinú 110 kV.
- Tercer transformador Nueva Montería 230/110/13.2 kV 100 MVA.

1. Detalles de análisis de demanda máxima atendible en el informe.

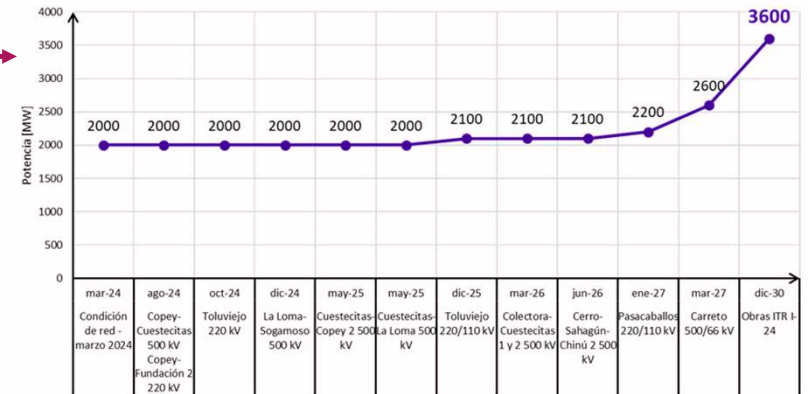
## Propagación huecos de tensión por falla – estado estacionario

Propagación Huecos de tensión en el STR del área Caribe - Falla en Chinú 500

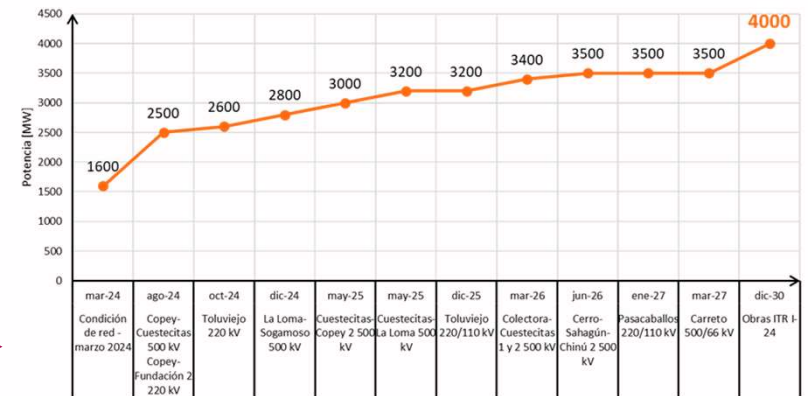


## Límites de intercambio

Importación área Caribe



Exportación área Caribe



Sin requerimiento de unidades por control de tensión

## Fortaleza de red - SCRIF



- Escenario de demanda media para 2033



- Exportación del área de 4000 MW



- Supuestos y consideraciones según IPOELP II – 2023



- Caso base: sin obras propuestas en este ITR

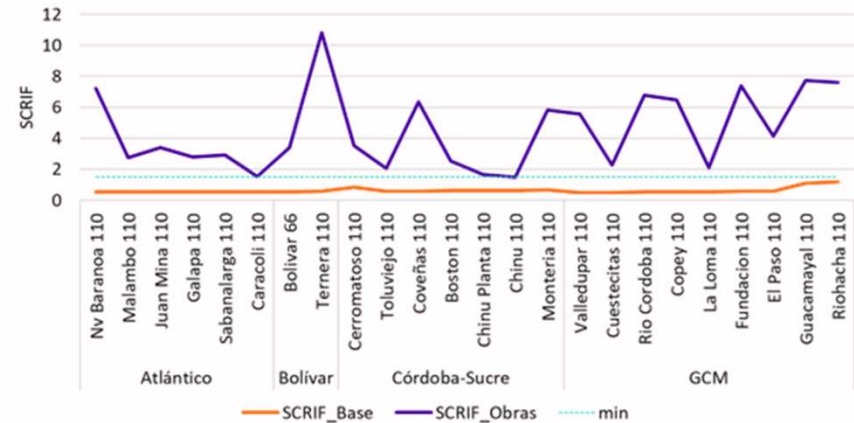


- Mínimo nivel métrica SCRIF: 1.5

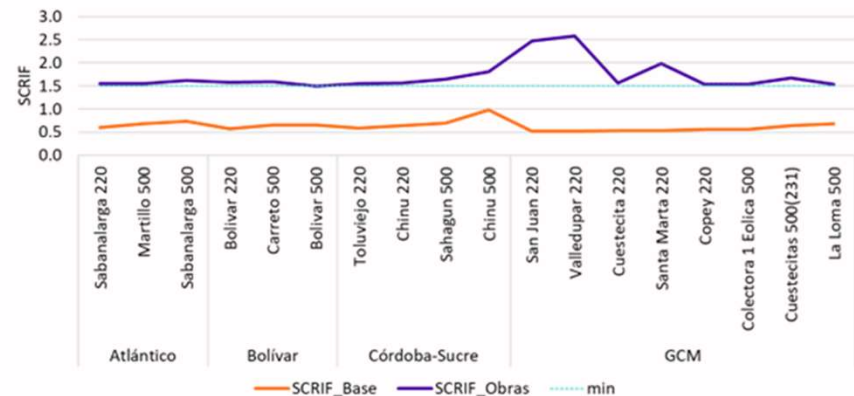


- Sin dependencia de la generación sincrónica térmica despachada centralmente del área.

SCRIF STR Área Caribe

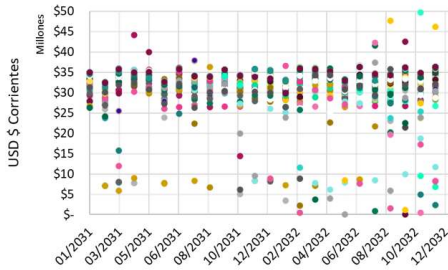


SCRIF STN Área Caribe

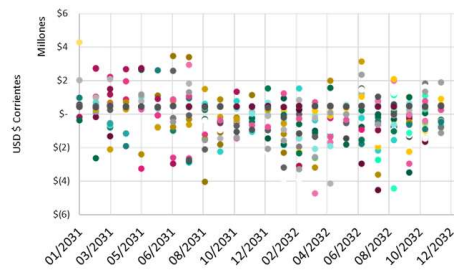


## Beneficios (Proyectados a 2040)

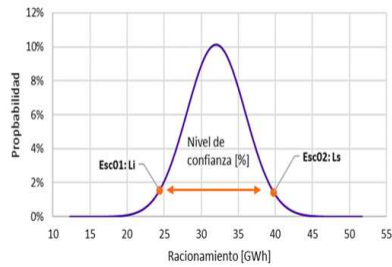
Beneficio económico por reducción estimada de reconciliaciones positivas



Beneficio económico por reducción estimada de emisiones de CO2

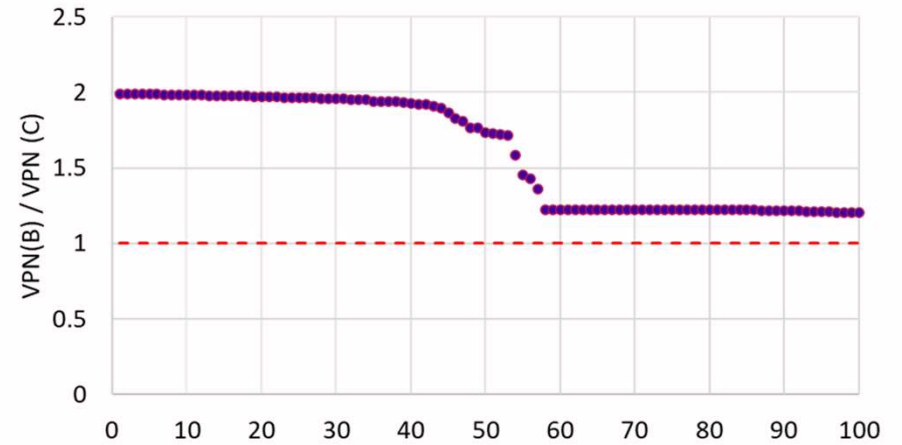


Probabilidad racionamiento GWh



\*Límite inferior a CRO1

Evaluación (Beneficio / Costo) por escenario



## Costos

Ítem	Descripción	Valor	Unidad
1	Inversión inicial proyectada a 2026	6.6	Billones COP
2	AOM Anual respecto al valor de la obra	3.20%	%

**Muchas gracias**