



Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo Primer semestre 2025

Gerencia Centro Nacional de Despacho

Dirección Planeación de la Operación

Documento XM CND 005

Marzo de 2025

Control de Cambios

Versión	Fecha	Modificación
0	31/03/2025	Emisión original
1	04/04/2025	Se modifica el impacto en el límite de importación de potencia del área suroccidental con la incorporación del enlace Alférez – San Marcos 500 kV.

Resumen Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo – Primer semestre 2025

En cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995, se presenta el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP) correspondiente al primer semestre de 2025. Este documento ofrece una visión integral de la condición operativa proyectada del sistema eléctrico colombiano para el horizonte 2026-2035, considerando el crecimiento previsto de la demanda y la entrada en operación de los proyectos de expansión en transmisión y generación previstos por la UPME para este período.

El objetivo principal del informe es identificar las restricciones que podrían comprometer la operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el horizonte de análisis, y ofrecer señales y recomendaciones para su control o mitigación. Estas medidas buscan garantizar una operación integrada de los recursos de generación y transmisión, asegurando la cobertura de la demanda de potencia y energía del SIN, conforme a los estándares de confiabilidad, calidad y seguridad establecidos en la normativa vigente, fortaleciendo la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

La estructura del informe se describe a continuación:

Capítulo 1: Operación futura del SIN. Presenta la evolución proyectada del SIN durante el horizonte de análisis, abarcando aspectos clave para su desarrollo. Inicia presentando la evolución proyectada por UPME de la demanda del SIN y sus diferentes áreas, seguido por la evolución de la capacidad de generación y los cambios previstos en la matriz energética, destacando la alta penetración de recursos basados en inversores, como lo son las fuentes de energía renovable solar fotovoltaica y eólica.

Ante desafíos como la reducción de la fortaleza de red e inercia, el control de frecuencia y la propagación de huecos de tensión, entre otros, este análisis se orienta a formular recomendaciones que contribuyan a mantener una operación segura y confiable del sistema.

El capítulo también examina los cambios previstos en la tensión de operación y los niveles de cortocircuito en nodos del SIN, identificando escenarios críticos y proporcionando recomendaciones para una operación segura. Se analiza la evolución esperada de las restricciones eléctricas y operativas del SIN, lo que permite evaluar el estado del sistema al final del horizonte.

Además, para mejorar la confiabilidad y la resiliencia de la infraestructura frente a contingencias presenta recomendaciones en aspectos como configuración de subestaciones, conexiones radiales y cruces de líneas.

Capítulo 2: incluye una descripción de tecnologías emergentes relevantes durante la transición energética y modernización del SIN, como lo son: sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB), compensadores síncronos y sistemas de transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC).

Capítulos 3 al 7: Condición Operativa Proyectada para el SIN (2026-2035). En estos capítulos se presenta, para las distintas áreas del SIN, como durante el horizonte de estudio evoluciona:

- Características del área, como declaración de estados de alerta o emergencia.
- Capacidad de importación y exportación de potencia.
- Análisis del impacto esperado de la entrada en operación de los proyectos de expansión.
- Evolución de las restricciones eléctricas y operativas.

Para cada una de las restricciones eléctricas y operativas identificadas por el CND, se encuentra disponible en el sitio web de XM (xm.com.co) un archivo en formato DGS compatible con PowerFactory, que facilita su reproducción y análisis.

Sistema eléctrico colombiano

Entre el año 2026 a 2035 se espera para la red del SIN:

Proyección de demanda

Según la proyección de demanda proyectada por la UPME para el período 2024 – 2038 (Revisión de julio de 2024), se estima que la demanda de potencia del SIN alcanzará hasta 11.57 GW en 2025 y 13.40 GW en 2035.

Topología red de 500 kV

A marzo de 2025, la red de 500 kV del SIN cuenta con 28 circuitos y 19 subestaciones. Para 2035 se proyecta que el número de circuitos aumente a 42 y el de subestaciones a 24, con la incorporación de Cuestecitas, Norte, Colectora, Carreto y Nueva Magangué a 500 kV. El incremento en la red de 500 kV mejorará la operación del SIN, especialmente en la capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas, por lo que es indispensable su entrada oportuna en operación. No obstante, también introducirá nuevos desafíos en la gestión de potencia reactiva y el control de tensión.

Proyección de generación

A marzo de 2025, la capacidad de generación en el SIN es cercana a 21.3 GW. Si se materializan los proyectos de generación previstos para 2033, la capacidad instalada aumentará a alrededor de 38.2 GW. Este incremento estará acompañado de un cambio significativo en la composición de la matriz energética del sistema eléctrico colombiano:

Composición	Marzo 2025	2033
Hidráulico	62%	39%
Térmico	29%	18%
Solar fotovoltaico	9%	36%
Eólico	<1%	7%

Información de acuerdo con los conceptos de conexión emitidos por la UPME en cumplimiento de lo definido en la Res CREG 075 de 2021.

El gran aumento de recursos de generación basada en inversores (principalmente solar) junto con las nuevas dinámicas eléctricas, y su impacto en el sistema de potencia, trae consigo nuevos desafíos técnicos, operativos y regulatorios en aspectos como:

- **Concentración de producción:** La tecnología solar se hace predominante en

los planes de expansión de generación del sistema. Bajo este escenario, la diversificación de la matriz con otras tecnologías complementarias como la Eólica, la Hidráulica o la Térmica, así como la instalación de equipos con capacidad de almacenamiento, que permitan movilizar la potencia eléctrica disponible en horas de alta radiación hacia horas del día en los cuales se cuenta con un menor recurso primario pero mayores requerimiento de potencia (como por ejemplo, las horas de la noche donde se materializa la mayor demanda eléctrica del sistema), se torna fundamental para el desarrollo del sistema eléctrico colombiano.

- **Disminución de fortaleza de red:** se prevé disminución en los aportes de cortocircuito impactando: estabilidad de tensión, ocurrencia de FIDVR, inestabilidad en controladores de recursos basados en inversores.
- **Disminución de inercia:** estabilidad de frecuencia y angular.
- **Regulación de frecuencia:** contar con recursos suficientes para regulación primaria de frecuencia.
- **Flexibilidad en potencia:** Ante la dependencia las Fuentes de Energía Renovables no Convencionales- FERN- a las condiciones climáticas, es esencial contar con recursos de generación que ofrezcan la flexibilidad en potencia necesaria para responder al dinamismo de la demanda.
- **Intermitencia y variabilidad:** control de restricciones eléctricas y operativas que puedan ser sensibles en su control a la operación de recursos FERN.

Para lograr una transición energética confiable y segura es crucial que el MME, UPME, CNO, CREG y CND coordinen acciones conjuntas que se recomiendan con base en los análisis que se desarrollaran a lo largo del documento, en aspectos como:

- Adaptar la regulación y marco normativo como los códigos de planeación, redes y operación para afrontar las nuevas dinámicas asociadas a la integración de recursos renovables no convencionales. (umbrales de fortaleza de red, control de frecuencia, propagación de huecos de tensión, entre otras).

- Habilitar la función de regulación primaria para eventos de sub-frecuencia en las plantas solares y eólicas.
- Almacenamiento de energía. Incentivar la instalación de recursos solares y eólicos con capacidad de almacenamiento para transferir energía en periodos de menor disponibilidad de recurso primario. Evaluar el uso de baterías para mitigar problemas de infraestructura de transporte y aplanar la curva de consumo y producción.
- A medida que aumenta la participación de la generación renovable no convencional (eólica y solar fotovoltaica) en el cubrimiento de demanda, se desplaza la generación síncrona, lo que provoca una disminución en los niveles de inercia y la constante de regulación combinada del sistema (BIAS). Lo anterior evidencia la necesidad de que la UPME identifique proyectos para mantener la inercia requerida.
- En el contexto de la optimización de los recursos FERN C y ante el aumento proyectado en la capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas, se identifica un incremento en la demanda de potencia reactiva para el control de la tensión en estado estacionario. Se recomienda que la UPME identifique y convoque la instalación de nuevos equipos para el control de potencia reactiva, tanto de respuesta discreta como dinámica. Además, se sugiere implementar tecnologías que incrementen la capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas, como sistemas de transmisión en HVDC y compensadores síncronos, entre otras.
- Para la incorporación masiva de FERN C se requiere que el sistema sea flexible. Esta flexibilidad puede lograrse mediante la generación hidráulica, que actúa como almacenador de energía durante las horas de alta producción solar y libera esta energía durante las horas de máxima y mínima demanda. Flexibilizar el parque de generación minimiza los riesgos en el abastecimiento seguro y confiable de la demanda. Es esencial desarrollar mecanismos que permitan flexibilizar tanto el parque térmico como el hidráulico.
- La modernización del sistema eléctrico colombiano requiere una evolución en sus

herramientas de análisis. La adopción de simulaciones EMT a gran escala permitirá emular con precisión transitorios electromagnéticos y fenómenos rápidos, como la conmutación de interruptores, la operación de protecciones y otros transitorios de corta duración. Estas simulaciones son fundamentales desde la etapa de planeación, dimensionamiento y coordinación de protecciones, hasta la operación del sistema. Las simulaciones EMT ayudarán a enfrentar los desafíos técnicos de la transición energética, manteniendo un sistema eléctrico más estable, seguro y preparado para el futuro.

Recomendaciones a la UPME **Proyectos de expansión**

- Agilizar los procesos requeridos para la materialización de los proyectos que no se encuentran adjudicados. En especial aquellos proyectos cuyo impacto permite aumentar la confiabilidad y la seguridad en la operación del sistema.
- A las restricciones persisten en el horizonte de largo plazo y que no tienen proyecto asignado para su eliminación, identificar y adjudicar proyectos que brinden soluciones estructurales, priorizando aquellas restricciones que por agotamiento de red han dificultado el cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad, calidad y confiabilidad, llevando incluso a programar desatención de demanda o limitación a la generación.
- Además de definir y convocar de forma oportuna los proyectos, es importante que se realice un seguimiento continuo al avance de estos con el fin de que entren en operación en las fechas requeridas evitando riegos para la atención segura y confiable de la demanda.
- Realizar el seguimiento del avance de proyectos de expansión que involucren obras tanto en el STN como en el STR, así como proyectos ejecutados por los Operadores de Red (OR) en el SDL para la conexión o traslado de carga. El objetivo es garantizar una coordinación eficiente en las fechas de implementación. Entre estos proyectos se incluyen aquellos que contemplan transformadores de conexión al STN, tales como: Toluviejo y Pasacaballos (220 y 110 kV), Suria, Huila, Pacífico, Carrieles, Sopó, Tonchalá,

Trinitaria (antes Cabrera), Corrientes (antes San Lorenzo), Norte (500 kV y 230 kV), Alcaraván (230 y 115 kV), así como los proyectos Carreto (500 kV y 66 kV) y Nueva Magangué (500 kV y 110 kV)

- El crecimiento proyectado del SIN en demanda, capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas, y especialmente en capacidad de generación instalada, sugiere la conveniencia de desarrollar proyectos que incrementen la capacidad de intercambio de energía del sistema eléctrico colombiano con otros países, particularmente en el sur y centro de América. Esto permitiría una mayor complementariedad entre los sistemas y fortalecería su robustez.
- Al realizar estudios de conexión para nuevos proyectos de transmisión y generación, tener en consideración el aumento resultante en aportes de corriente de cortocircuito en relación con la capacidad de cortocircuito de las subestaciones eléctricamente cercanas.
- Trabajar de forma conjunta con los agentes operadores de los nodos que, a partir de los supuestos de estudio, han alcanzado o están cerca de su capacidad nominal de cortocircuito (sección 1.7) y definir la pertinencia de implementar expansión a su capacidad nominal u otras alternativas, permitiendo operar de forma segura y confiable ante los posibles escenarios de generación.
- El SIN cuenta con 25 subestaciones en configuración de anillo, de estas, siete poseen seis o más campos. En cuanto a la configuración de barra sencilla, se identifican 15 en el STN y 235 en el STR. Se recomienda a la UPME considerar la evaluación de un cambio progresivo en la configuración de estas subestaciones, hacia una que ofrezca mayor flexibilidad y confiabilidad.
- En el SIN se han identificado 441 cruces de líneas en distintos elementos, de los cuales más de 150 involucran activos con niveles de tensión de 220 kV o superiores, y otros 30 están asociados a proyectos en construcción. De estos, el CND ha identificado 40 cruces en los que una falla sencilla podría provocar la desconexión de múltiples elementos, afectando la

seguridad y confiabilidad del sistema. Por lo tanto, se recomienda que se implementen por parte de los propietarios acciones para fortalecer la red en los cruces de mayor impacto, tales como la reubicación de activos en subestaciones, la construcción de variantes, el tendido subterráneo en tramos críticos y el refuerzo de torres, entre otras medidas. Además, desde la fase de planeación de la expansión, se recomienda a la UPME establecer un límite máximo de activos involucrados en cruces y definir otros requisitos que minimicen los cruces de líneas y mitiguen los efectos de fallas múltiples en el SIN.

Fortaleza de Red con métricas SCR

Considerando la previsión de una alta incorporación de fuentes de generación conectadas mediante inversores, los informes IPOEMP I e IPOELP I 2025 presentan los resultados del análisis de la fortaleza de la red con métricas SCR (SCRIF, WSCR) en los diferentes nodos y subáreas del SIN donde se conectan los recursos FERN. Estos análisis y recomendaciones fueron basados en los umbrales propuestos por el CND para estas métricas (ver sección 1.8.).

En los resultados, se han identificado bajos valores de SCRIF en algunos nodos y subáreas del SIN a los que se conectarán recursos FERN, lo que indica susceptibilidad de estas plantas a presentar inestabilidad en sus controladores. Lo anterior subraya la necesidad inminente de definir proyectos que fortalezcan la red, los cuales no deberían depender del despacho de generación para su operación. De no implementarse oportunamente estos equipos, podría ser necesario recurrir a la programación de recursos síncronos o a limitar la inyección de potencia de los recursos FERN para asegurar una operación estable (techos en generación).

Recomendaciones UPME:

- Propender que en los proyectos FERN se incluyan equipos con capacidad de aporte de cortocircuito, tales como compensadores síncronos u otras tecnologías técnicamente probadas, que se ubiquen estratégicamente en la red y

consideren la condición esperada de la red a largo plazo.

- Definir con la oportunidad requerida obras para aumentar la fortaleza de red en nodos con menor nivel de SCRIF, de tal forma que puedan operarse de forma segura sin limitar su capacidad en MW.
- Tener presente los impactos en la operación ante condiciones de red débil como inestabilidad en controladores de IBR, soportabilidad de carga y susceptibilidad a FIDVR, estabilidad de tensión y estabilidad transitoria, incumplimiento de criterios regulatorios de VRT de la CREG 060 de 2019, CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022.
- Incorporar criterios de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL)
- Se recomienda utilizar métricas de evaluación de la fortaleza de la red, como el SCR, al aprobar nuevos puntos de conexión. Asimismo, llevar a cabo un análisis integral de la red, teniendo en cuenta los proyectos de generación previamente aprobados.
- En la etapa de asignación de los puntos y capacidad de conexión de recursos FERN C validar a través de estudios de detalle (simulaciones EMT) las condiciones de fortaleza de red del nodo y área de influencia eléctrica a la que se conectarán.
- 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.

Recomendaciones a la CREG:

- Definir e implementar regulación que establezca requisitos de fortaleza de red con límites o umbrales claramente definidos mediante métricas, como podría ser el caso de SCR u otras que la comisión considere apropiadas.
- De forma explícita en la regulación indicar prohibición de la cesación de entrega de potencia activa o reactiva durante el transitorio asociado a fallas en la red.

Recomendaciones a los promotores de proyectos FERN C:

- En la etapa de asignación de los puntos de conexión revisar que estos puedan dar cumplimiento estricto de los requisitos de técnicos estipulados en las resoluciones CREG 060 de 2019, CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022.
- Solicitar al fabricante del recurso FERN C a implementar, modelos EMT detallados que permitan, validar la operación segura y estable del recurso y el cumplimiento de los criterios regulatorios vigentes para diferentes índices de fortaleza.
- Validar a través de estudios de detalle (simulaciones EMT) las condiciones de fortaleza de red del nodo y área de influencia eléctrica a la que se conectarán y según el requerimiento particular de la red hacer los ajustes necesarios en el diseño, tipo de inversor, ajuste de control y protección o evaluar si es requerido incorporar equipos adicionales que permitan garantizar una operación segura, sin condiciones desfavorables de estabilidad y el cumplimiento de los requisitos técnicos de la resolución CREG 060 de 2019, CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022.
- El modelo de red para los estudios de conexión debe considerar las posibles interacciones con otras plantas de la zona (simulación de detalle EMT).
- Ajustar las protecciones por sobre y bajo voltaje en los buses AC y DC, así como en los inversores, para que las mismas no presenten disparo frente a tensiones en el punto de conexión que se encuentren dentro de la curva de FVRT definida en la resolución CREG 060 de 2019.
- Cuando sea posible, implementar rampas de recuperación de potencia activa ante fallas (FRT) menores a 1 segundo.

Evolución cortocircuito

La incorporación gradual de proyectos de expansión en transmisión aumentará el enmallamiento de la red y reducirá la impedancia equivalente entre nodos. A su vez, la integración de proyectos de generación, tanto síncrona como asíncrona, aportará nuevas fuentes de corriente de cortocircuito, lo que en conjunto incrementará los niveles de cortocircuito en diversos nodos del SIN. Al

analizar esta evolución mediante simulaciones de fallas monofásicas y trifásicas, y conforme a los supuestos establecidos (sección 1.7), se identificó que para el escenario de red proyectado a 2026, 37 nodos del SIN superan la capacidad de cortocircuito, mientras que para 2035, el número de nodos afectados asciende a 51.

Área Caribe

En el horizonte de largo plazo, el área Caribe enfrenta importantes desafíos operativos debido al crecimiento de la demanda y la alta penetración de recursos FERN. Entre los principales retos se destacan:

Crecimiento de la demanda: Las restricciones eléctricas asociadas podrían provocar sobrecargas, bajos niveles de tensión en nodos del STR y activación de restricciones operativas. Si los proyectos de expansión no se completan en las fechas previstas, las restricciones actuales se agravarán, generando condiciones operativas que comprometen la atención segura y confiable de la demanda.

Fortaleza de la red: Es crucial incrementar los niveles de cortocircuito en los nodos de conexión de FERN para evitar limitaciones en la inyección de estos recursos y reducir la dependencia del despacho de unidades síncronas.

Gestión de potencia reactiva y control de tensión: Escenarios de alta tensión en condiciones de baja generación FERN y baja congestión, así como baja tensión en escenarios de alta congestión, subrayan la necesidad de equipos con capacidad de control reactivo dinámico y de ser posible evaluar por parte de la UPME en circuitos a 500 kV del área, hacer maniobrables los reactores que carecen de interruptor.

Capacidad de exportación: es prioritario impulsar proyectos que permitan eliminar restricciones que limitan la capacidad de exportación del área, así como, de acuerdo con la generación esperada, evaluar proyectos que permitan aumentar dicha capacidad, como proyectos de transmisión en HVDC

Es fundamental para la operación segura de la red en el escenario de largo plazo que se materialicen a tiempo la entrada de proyectos clave como Carreto 500/66 kV, Magangué

500/115 kV que mejorarán la seguridad de la red y ampliando la capacidad de importación de potencia del área Caribe. Al igual que los compensadores síncronos distribuidos en el STR de la subárea GCM con los cuales se espera mitigar la susceptibilidad a la ocurrencia del fenómeno FIDVR en la subárea.

Área Antioquia

En el área de Antioquia, tanto para la red en 2025 como para la proyectada en el horizonte a largo plazo, no se identifican restricciones que limiten la importación de potencia ni que requieran la programación de unidades de generación para soporte de tensión.

Sin embargo, se han identificado restricciones que pueden limitar la importación y exportación de potencia si no se realiza un balance adecuado entre los recursos de generación conectados a 500 kV y aquellos conectados a niveles de tensión inferiores. Estas restricciones están asociadas a la sobrecarga de los transformadores de Heliconia 1 y 2 (500/220 kV) y San Carlos 2, 3 y 4 (500/230 kV) en caso de disparo de uno de los ATR

Por otro lado, ante el progresivo aumento de la demanda, se prevé que se haga más crítica la restricción asociada a susceptibilidad de los nodos de la red de 115 kV del Chocó a baja tensión ante salida de uno de los circuitos del corredor entre La Virginia 115 kV y Bolombolo 110 kV. Restricción por la cual la red de DISPAC fue declarada, desde febrero de 2023, en condición de alerta. Para mitigar esta situación, la UPME propuso: la instalación de un SVC en la subestación Cértégui 115 kV (FPO: 2027, sin embargo, a la fecha la obra no ha sido adjudicada) y las subestaciones Nueva Quibdó 115 kV y Nueva Quibdó 220 kV (FPO 2030).

Finalmente, es de resaltar que al final del horizonte se mantienen ocho restricciones, para las cuales se recomienda a la UPME evaluar nuevas obras de expansión que las elimine.

Área Suroccidental

A marzo de 2025, la capacidad de importación de potencia en el área Suroccidental a través de la red de 500 kV es de 560 MW. Con la entrada en operación de los proyectos La

Virginia – Alférez 500 kV, Alférez – San Marcos 500 kV y La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se espera que esta capacidad aumente a 1300 MW.

La entrada en operación de los circuitos de 500 kV del refuerzo Suroccidente y otros proyectos de transmisión generará nuevos escenarios de operación en la red. Los cuales podrán causar según la congestión de la red, mayores requerimientos de potencia reactiva o excedentes de la misma, propios de la red de transmisión. Por lo tanto, es importante la materialización del reactor (120 Mvar) de barra en la S/E San Marcos 500 kV (proyecto PTRAO3848) y la evaluación de otros dispositivos de control dinámico de potencia reactiva, preferiblemente con capacidad de aporte de cortocircuito e inercia, como pueden ser compensadores síncronos. Estos dispositivos, particularmente en la subárea Cauca – Nariño, contribuirán al control y estabilidad de la tensión, y en la transferencia de potencia entre Colombia y Ecuador, disminuir la dependencia de las unidades de generación de Quimbo y Betania.

Finalmente, es importante resaltar la relevancia de la normalización del circuito Jamondino – Renacer 230 kV, para mejorar la confiabilidad de la red y la capacidad de transferencia de potencia entre Colombia y Ecuador.

Área Oriental

El área Oriental atiende el 26% de la demanda nacional, incluyendo los departamentos de Cundinamarca, Meta y Guaviare. Ante el crecimiento de la demanda proyectado en el horizonte de análisis y retrasos en proyectos de transmisión se identifican desafíos en la operación tales como:

- Mayor dependencia de Termo Zipa para mitigar impactos de tensión en los nodos del STR en la Sabana Norte de Bogotá.
- Incremento en las restricciones eléctricas y operativas, comprometiendo la seguridad y confiabilidad del sistema.
- Limitaciones en la capacidad de importación de potencia y más unidades para soporte de tensión.

Por lo que es fundamental la materialización oportuna de los proyectos de expansión en transmisión y generación para garantizar la

estabilidad y confiabilidad del sistema. Los proyectos prioritarios incluyen:

- Línea La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y Nueva Esperanza 2 500/115 kV, incrementarán la capacidad de importación a 1500 MW.
- Norte 500 kV, 230 kV, 115 kV y Chivor II 230 kV, que elevan la capacidad de importación a 1800 MW y disminuye el requerimiento de unidades para soporte de tensión.
- Sopó 230/115 kV, reduce la dependencia de programar generación en Zipa para atender la demanda en la zona norte de Bogotá, pudiendo atender alrededor de 450 MW sin requerir generación en Zipa

Ante el aumento de la demanda, para evitar la activación de nuevas restricciones se recomienda evaluar la pertinencia de posibles aumentos de capacidad en circuitos de la zona, e incorporación de baterías -SAEB-.

Área Nordeste

En el área Nordeste, tanto para la red proyectada en 2026 como en el horizonte a largo plazo, no se identifican restricciones que limiten la importación o exportación de potencia. Sin embargo, el aumento proyectado de la demanda genera un incremento en la criticidad de restricciones por baja tensión en nodos del STR de Norte Santander y Boyacá – Casanare ante contingencias sencilla. Algunas de estas restricciones no son controlables, incluso con la programación de unidades de generación disponibles para el soporte de tensión. Por ello, resulta fundamental garantizar la materialización de los proyectos de expansión en las fechas programadas o antes, en particular Tonchalá 230/115 kV y SVC de Ínsula, los cuales además ayudan a mejorar la capacidad de exportar potencia de Colombia a Venezuela.

Adicionalmente, el crecimiento de la demanda y generación también implica un aumento en las restricciones por sobrecarga, tanto en red completa como ante contingencia sencilla, por lo que, se recomienda evaluar la repotenciación de circuitos en la subárea Boyacá – Casanare. También, se observan nuevas restricciones asociadas a la entrada en operación de La Paz 230 kV, donde se dan recomendaciones de adicionar un circuito a la definición actual que tiene el proyecto.



Abreviaturas

AGC	Automatic Generation Control
BESS	Battery Energy Storage Systems
CANO	Zona excluida de compensación activo no operativo.
CEN	Capacidad Efectiva Neta
CNE	Zona excluida de compensación por energía no suministrada.
CND	Centro Nacional de Despacho
CQR	Subáreas Caldas, Quindío y Risaralda
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNA	Demanda no atendida
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
ESA	Esquema de Separación de Áreas
ESP	Esquema Suplementario de Protección
ESPS	Esquema Suplementario de Protección Sistémico
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FERN	Fuentes de Energía Renovables No Convencionales
FIDVR	Fault Induced Delayed Voltage Recovery
F.P.	Factor de Potencia
FPO	Fecha Puesta en Operación
GCE	Grande Consumidor de Energía
GCM	Subáreas Guajira, Cesar, Magdalena
HVRT	High Voltage Ride Through
IBR	Inverter Based Resources
ITR	Informe trimestral de evaluación de restricciones
IPOELP	Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo
IPOEMP	Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo
LVRT	Low Voltage Ride Through
MME	Ministerios de Minas y Energía
PARATEC	Parámetros Técnicos del SIN
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PLL	Phase Locked Loop
SAEB	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías
SCR	Short Circuit Ratio
SCRIF	Short Circuit Ratio with Interaction Factors
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SVC	Static Var Compensator
S/E	Subestación Eléctrica
TDC	Traslados de Carga
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
WECC	Western Electricity Coordinating Council
WSCR	Weighted Short Circuit Ratio

Contenido

1	Operación futura del SIN colombiano.....	13
1.1	Red de transmisión de energía a 500 kV en Colombia.....	13
1.2	Evolución en la magnitud de demanda pronosticada.....	14
1.3	Evolución capacidad de generación del SIN	14
1.4	Panorama demanda – generación en el largo plazo.	16
1.5	Evolución tensión en nodos del SIN.....	17
1.6	Evolución restricciones del SIN en el horizonte de estudio	19
1.7	Evolución nivel de cortocircuito subestaciones del SIN	19
1.8	Evolución fortaleza de la red y métricas SCR.....	21
1.9	Cumplimiento de índices de fortaleza de red	24
1.10	Características de operación en red débil	26
1.11	Inercia y respuesta en frecuencia	28
1.12	Confiabilidad y Resiliencia de la Infraestructura.....	31
1.13	Proyectos sin promotor adjudicado por parte de la UPME	35
1.14	Impacto del retraso en la entrada en operación de proyectos de expansión.....	36
2	Nuevas tecnologías en la operación del SIN.....	38
2.1	Compensadores Síncronos.....	38
2.2	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB	39
2.3	Sistemas de transmisión en HVDC	40
2.4	Simulaciones EMT.....	43
3	Área Caribe.....	45
3.1	Evolución capacidad de transferencia de potencia	47
3.2	Evolución restricciones por año área Caribe	49
3.3	Impacto proyectos transmisión área Caribe	54
3.4	Proyectos de generación área Caribe	70
3.5	Recomendaciones.....	73
4	Área Antioquia.....	75
4.1	Evolución restricciones por año área Antioquia	77
4.2	Impacto proyectos transmisión área Antioquia.....	79

4.3	Impacto proyectos de generación área Antioquia.....	80
4.4	Recomendaciones.....	83
5	Área Suroccidental.....	84
5.1	Evolución capacidad importación de potencia por red 500 kV	86
5.2	Evolución restricciones del área Suroccidental	86
5.3	Evolución de las restricciones del área Suroccidental.....	87
5.4	Impacto proyectos de transmisión área Suroccidental	91
5.5	Impacto proyectos de generación área Suroccidental	94
5.6	Recomendaciones.....	100
6	Área Oriental	101
6.1	Evolución restricciones por año área Oriental	103
6.2	Requerimiento de unidades para soporte de tensión	108
6.3	Evolución capacidad importación de potencia - área Oriental	110
6.4	Demanda máxima atendible en la sabana norte de Bogotá	110
6.5	Impacto proyectos de transmisión y generación área Oriental	113
6.6	Recomendaciones.....	119
7	Área Nordeste	121
7.1	Evolución restricciones por año	123
7.2	Requerimiento unidades para soporte de tensión	127
7.3	Evaluación conexión San Mateo – Corozo 220 kV	128
7.4	Impacto proyectos de transmisión área Nordeste	130
7.5	Impacto proyectos de generación área Nordeste.....	140
7.6	Recomendaciones.....	143

1 Operación futura del SIN colombiano

1.1 Red de transmisión de energía a 500 kV en Colombia

En el SIN la red de transmisión de potencia a 500 kV representa el principal enlace de conexión entre las diferentes áreas operativas (Caribe, Antioquia, Suroccidente, Nordeste y Oriental). A marzo de 2025, la red a 500 kV está compuesta por 28 circuitos y 19 subestaciones. Con los proyectos de expansión con FPO a 2035, el número de circuitos aumentará a 42 y de subestaciones a 24.

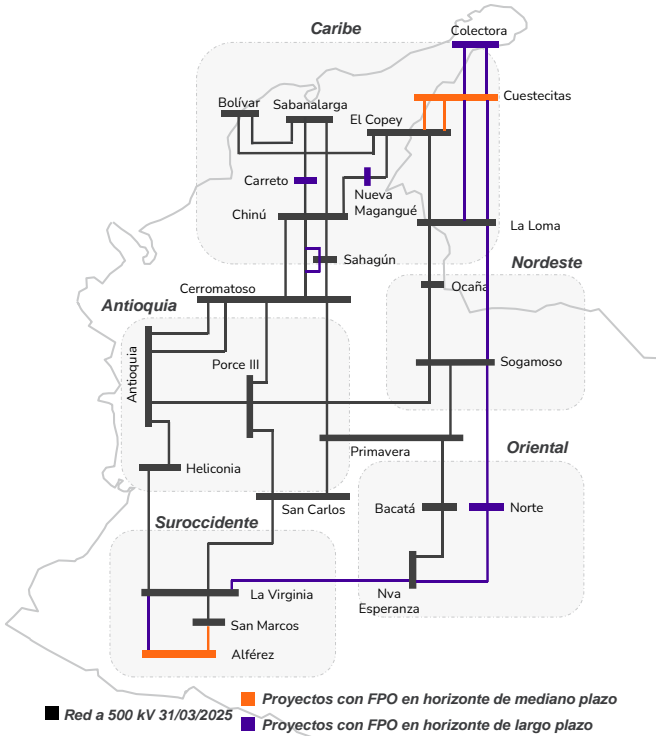


Figura 1-1 Proyectos de red a 500kV del sistema eléctrico colombiano

Área	Código¹	Proyecto	km	FPO
Caribe	PTRA00243	El Copey – Cuestecitas 1 500 kV	215	22/08/2025
Caribe	PTRA00779	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	16/11/2025
Oriental	PTRA00075	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	22/06/2025
Caribe	PTRA00325	Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	30/10/2025
Nordeste	PTRA00924	La Loma - Sogamoso 500 kV	275	18/04/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 500 kV	220	31/07/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 2 500 kV	220	31/07/2026
Oriental	PTRA00070	Sogamoso – Norte 500 kV	257	31/10/2026
Oriental	PTRA00070	Norte – Nueva Esperanza 500 kV	87	31/10/2026
Suroccidental	PTRA00073	La Virginia – Alférez 500 kV	183	30/09/2026
Caribe	PTRA00482	Cuestecitas - La Loma 2 500 kV	220	31/07/2026
Caribe	PTRA09546	Cerro–Sahagún y Chinú–Sahagún 2 500 kV	-	30/06/2026
Caribe	PTRA01139	Chinú – Carreto y Sabanalarga – Carreto 500 kV	-	31/03/2027
Caribe	PTRA13263	Chinú–Magangué y Magangué–El Copey 500 kV	-	31/12/2028

Tabla 1-1 Proyectos de expansión circuitos a 500 kV en el horizonte de largo plazo

¹ Identificación de los proyectos según el portal MDC de XM

(*) El proyecto PTR A09546 reconfigura el circuito existente Cerromatoso – Chinú 2 500 kV

La materialización de estos proyectos impactará la operación del SIN, en particular, en lo que respecta a capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas, y en los requerimientos de unidades de generación para el soporte de tensión en nodos del sistema.

1.2 Evolución en la magnitud de demanda pronosticada

El crecimiento esperado de la demanda en el SIN, así como para cada área operativa, se obtiene a partir del pronóstico del escenario medio realizado por la UPME (<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia> “Anexo proyección de Demanda EE GN 2024 - 2038 - Revisión julio 2024). El cual se integra a las barras del modelo eléctrico en PowerFactory del SIN, en función de escenarios de demanda máxima, media y mínima en el horizonte de tiempo comprendido entre 2025 y 2035.

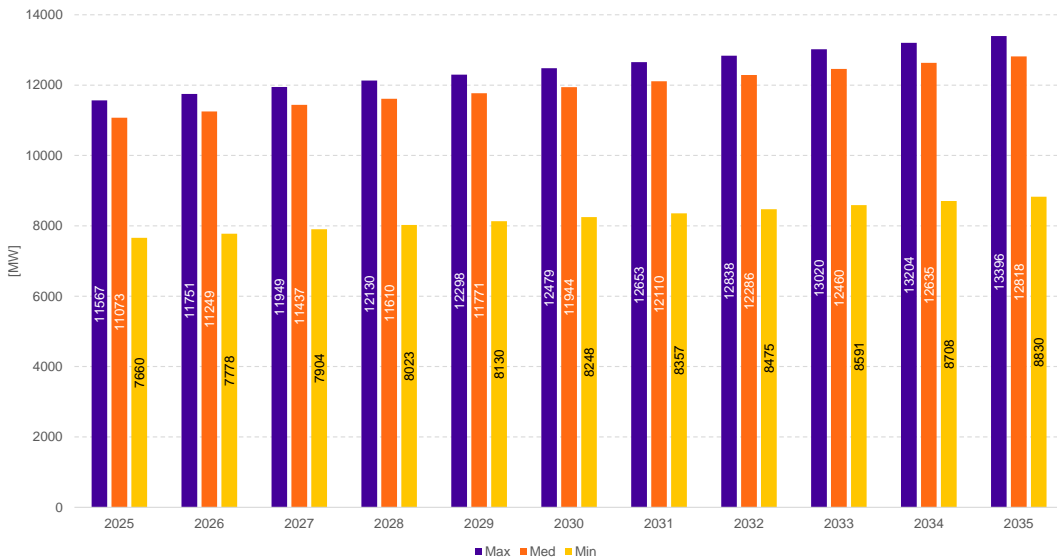


Figura 1-2 Pronóstico demanda SIN [MW] escenarios máxima, media y mínima - Años 2025 - 2035

1.3 Evolución capacidad de generación del SIN

La Figura 1-3 presenta la evolución en la capacidad de generación en el SIN de materializarse la entrada de los proyectos de generación con FPO a 2033.

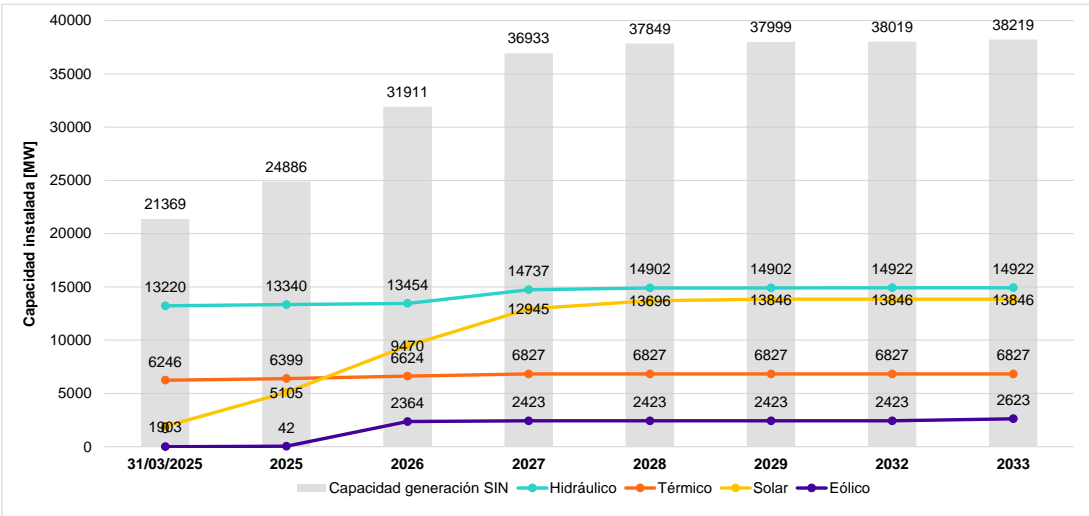


Figura 1-3 Evolución esperada de la capacidad de generación en el SIN 2025 - 2033

La Figura 1-4 presenta la evolución esperada de la matriz de generación de energía eléctrica del SIN ante la entrada de los proyectos de generación por tipo de recurso (hidráulico, térmico, eólico y solar) en el horizonte de estudio.

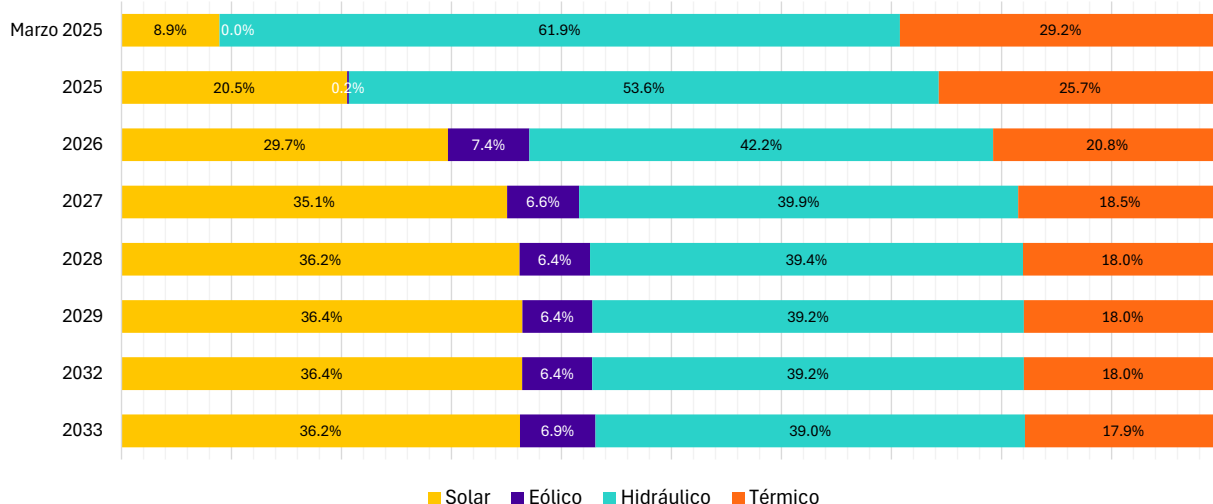


Figura 1-4 Evolución de la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia 2025 - 2033

1.3.1 Nuevos retos operativos asociados al cambio de la matriz de generación de energía eléctrica

La incorporación de fuentes renovables, especialmente la solar fotovoltaica y eólica, en el sistema eléctrico colombiano plantea nuevos desafíos operativos dada la variabilidad e incertidumbre inherente a estas energías. Entre los desafíos se encuentran:

- **Disminución de aportes de cortocircuito - Desempeño dinámico del sistema.**

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

A menor fortaleza de red (red débil), mayor susceptibilidad a inestabilidad por tensión y a la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

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

- **Disminución de inercia y control balance demanda generación (control de frecuencia).**

Garantizar niveles apropiados de inercia, reserva rodante y AGC que posibiliten cumplir con los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad durante los periodos de mayor dinamismo de los recursos solares (MW/min) o frente a contingencias en elementos de la red.

En particular en elementos de la red a 500 kV, ya que en este nivel de tensión se espera se conecten los recursos FERNIC con mayor capacidad (MW).

- **Control de tensión y uso óptimo de la potencia reactiva.**

La incorporación de los proyectos de transmisión y generación permiten nuevos escenarios operativos, caracterizados por un mayor intercambio de potencia entre áreas y un consecuente aumento en la demanda de potencia reactiva para el soporte y control de tensión en nodos del SIN.

- **Alto volumen de recursos energéticos distribuidos -DER- conectados a nivel del SDL.**

Desafíos operativos y regulatorios para la integración efectiva de recursos energéticos distribuidos, incluyendo generación solar fotovoltaica, eólica, microturbinas, cogeneración y sistemas de almacenamiento con baterías, entre otros. Entre los desafíos están ajustes a los criterios de diseño del EDAC, regulación de frecuencia, control restricciones que puedan ser sensibles a los MW DER.

- **Gestión de intermitencia y variabilidad de los FERNIC.**

Desarrollo e implementación de estrategias innovadoras para el control de las restricciones eléctricas y operativas sensibles a estos recursos.

Recomendación UPME y CREG

Para hacer frente a estos desafíos, la planificación de la expansión debe considerar la robustez de la red en los nodos y subáreas del sistema (mediante métricas SCR) y los requisitos de robustez de los inversores a instalar. En caso de ser necesario, se debe preparar la red mediante la instalación de equipos que brinden fortaleza, independientes del despacho económico de generación. Entre estas opciones se encuentran los Compensadores Síncronos, baterías con capacidad Grid-Forming, y otras tecnologías o combinaciones de estas que se adapten a las características técnicas del país y permitan avanzar hacia una transición energética segura.

Otras alternativas que pueden complementar los beneficios de los compensadores síncronos son:

- En caso de necesitar aportes adicionales de inercia, complementar la proporcionada por el condensador síncrono con un volante de inercia (Flywheel).
- Evaluar proyectos de expansión en transmisión de la red para reducir su impedancia, manteniendo la fortaleza de red requerida evitando posibles interacciones entre inversores.
- Explorar interconexiones con países vecinos.
- En recursos conectados mediante inversores, Incluir requerimientos de inercia y cortocircuito.
- Incorporar inversores del tipo Grid-Forming, en almacenamiento de energía con baterías. (*)
- Incorporar inversores del tipo Grid-Forming, en parques renovables. (*)

*Tecnologías en estado de desarrollo. Se recomienda monitorear su uso en la operación real de otros sistemas antes de implementarlas en el sistema colombiano.

1.4 Panorama demanda – generación en el largo plazo.

Para la condición de red prevista en el horizonte del largo plazo, se identifica que con los proyectos de transmisión y generación a 2035, se tendrán las características de demanda, capacidad de generación, e importación y exportación de potencia, de acuerdo con lo indicado en la siguiente figura:

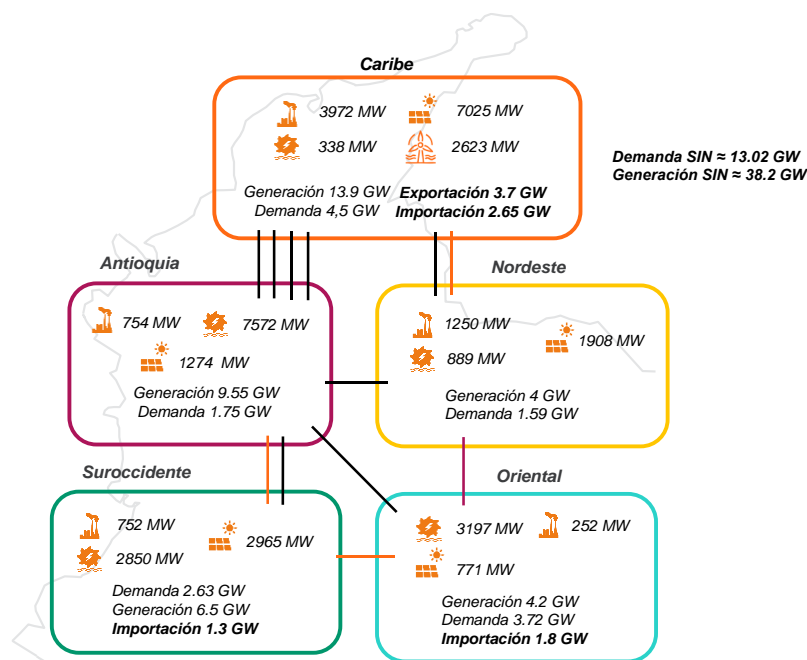


Figura 1-5 Demanda, capacidad de generación, de importación / exportación - año 2033

- Generación: 38.2 GW, distribuidos así: 21.7 GW recursos síncronos y 16.5 GW en renovables.

1.4.1 Capacidad de exportación versus capacidad de importación por área

Con la entrada de los proyectos de transmisión y generación de energía, se presentará un aumento tanto en la capacidad de generación como en la de importación y exportación de potencia entre las distintas áreas del sistema interconectado colombiano. En estos nuevos escenarios operativos, es posible que surjan situaciones en las cuales, a pesar de contar con todos los recursos de generación disponibles, algunos no puedan generar energía, independientemente del precio ofertado por MW/h. Lo anterior puede deberse a:

- La capacidad de generación del SIN, tanto de recursos síncronos como de recursos FERN, supera la magnitud de la demanda total.
- En un área la capacidad de generación excede la suma de demanda y capacidad de exportación.
- Curtailment. Hay restricciones que impiden la producción total de generación ya sea FERN por baja fortaleza de red, o convencional por activación de restricciones que limitan la exportación o se supera la capacidad de cortocircuito.
- Limitar generación solar por no tener disponibilidad de recursos de generación convencional que compensen cambios en la demanda neta.
- Limitación en la capacidad de importación de un área, ya sea por demanda, requerimiento interno de generación por soporte de tensión, control de restricciones, u obligaciones fitosanitarias y ambientales.
- Requerimiento mínimo de unidades del sistema por soporte tensión, inercia y fortaleza de red.

Previendo este panorama, se recomienda a la CREG:

- Desarrollar mecanismos para flexibilizar el parque térmico e hidráulico.

y a la UPME:

- Evaluar la pertinencia de proyectos que aumenten la capacidad de exportación de energía del sistema eléctrico colombiano hacia otros países, brindando mayor robustez al sistema integrado.
- Priorizar proyectos de expansión que:
 - ✓ Eliminen las restricciones que limitan la capacidad de importación y exportación de potencia entre las áreas.
 - ✓ Evaluar la necesidad proyectos de generación con almacenamiento de energía (SAEB) para incrementar el aprovechar al máximo el potencial de generación solar y eólica y definir si estos deben ser sistémicos o como parte del parque generador.
 - ✓ Identificar y promover la entrada de equipos que aumenten la capacidad de gestión de potencia reactiva y control tensión en nodos del SIN, ante nuevos escenarios de alta importación y exportación de potencia entre áreas del sistema.

Estas medidas permitirán un mayor aprovechamiento de la capacidad de generación renovable de Colombia y fortalecer la seguridad energética del país.

1.5 Evolución tensión en nodos del SIN.

En el horizonte del largo plazo, con la entrada progresiva de los proyectos de transmisión, aumenta el aporte propio de potencia reactiva de la red de transmisión y la capacidad de importación y exportación de potencia entre las áreas de SIN. Por otro lado, con la entrada de los proyectos de expansión en generación se presentarán nuevos escenarios de operación con mayores exigencias de potencia reactiva, como lo son:

- Alta transferencia de potencia. En escenarios de alta importación o exportación, se observará un incremento en la carga de los circuitos y transformadores, lo que resultará en un mayor consumo reactivo. Aunque los equipos actuales y los proyectados para el soporte de tensión permitirán operar dentro de los rangos regulatorios, podrían ocurrir **baja tensión en algunos nodos del sistema**. Operar con baja tensión conlleva corrientes más altas, incrementando las pérdidas eléctricas y, en caso de contingencias, aumentando la vulnerabilidad a la pérdida de estabilidad. Esta situación es especialmente notable en escenarios de alta exportación de potencia desde el área Caribe.

- Baja transferencia de potencia, al interior de un área u a otras áreas (importación o exportación), causará excedentes de Mvar que de no ser gestionados se presentará **alta tensión en algunos nodos del sistema**. En particular esta condición se identifica en nodos de la subárea GCM materializados los proyectos de transmisión a 500 kV y escenarios de baja generación FERN.

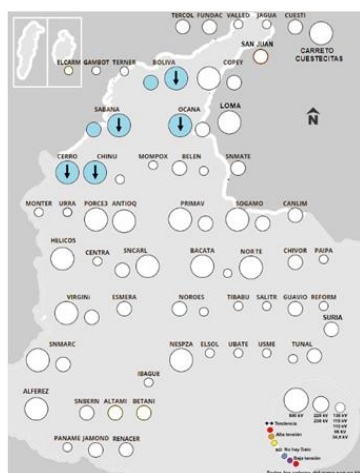


Figura 1-6 Nodos con baja tensión. Alta exportación de potencia área Caribe.

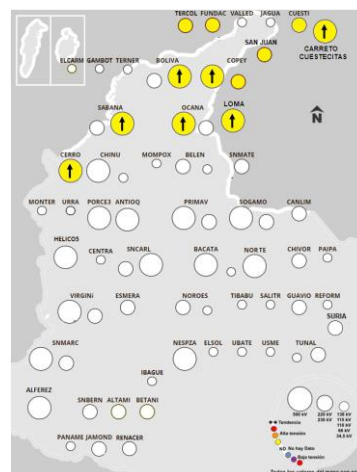


Figura 1-7 Nodos con alta tensión. Baja congestión de red. Baja generación en Colectora y Cuestecitas 500 kV

Ambos escenarios plantean nuevos desafíos en el control de potencia reactiva y tensión, como implementar programación de unidades para el control de tensión de estado estacionario y hacerse recurrentes maniobras de apertura de circuitos para el control de tensión.

Recomendación UPME: Anticipar la definición de los equipos s para el soporte de potencia reactiva y control de tensión tanto de respuesta discreta (condensadores y reactores), como de respuesta dinámica y automática como STATCOM y compensadores síncronos a nivel STR y STN.

1.5.1 Unidades de generación en el soporte de potencia reactiva

Un sistema de potencia necesita contar con un respaldo adecuado de potencia reactiva para llevar a cabo la transmisión de potencia activa y mantener condiciones seguras de tensión tanto en los nodos de la red completa como durante los transitorios asociados a fallas. Parte del soporte de reactivos es entregado de forma natural por las líneas de transmisión y por los equipos para el control de potencia reactiva (equipos Shunt, FACTS), sin embargo, en algunas áreas se identifica que para mantener condiciones seguras de tensión requieren de un soporte reactivo adicional para el cual se programan unidades de generación por seguridad, recursos que a través del regulador automático de tensión (AVR) brindan respuesta automática de potencia reactiva para el control de tensión.

El requerimiento de unidades para soporte de tensión es sensible a la condición particular del sistema en particular de la topología y su magnitud de demanda (congestión de red), por otro lado, la equivalencia de peso de las unidades de generación dependerá de:

- Condición topológica de la red.
- Condición de fortaleza de la red y requerimiento reactivo de los nodos para su control o recuperación de tensión ante fallas. (nodos susceptibles a incumplir criterios de tensión).
- Ubicación recursos de generación (cercanía a nodos evaluados) y curva PQ.
- Impacto de los Mvar del generador en la tensión de los nodos evaluados.

Con la entrada progresiva de circuitos de transmisión aumenta el aporte reactivo de la red, disminuye la congestión de esta, lo que aumenta en nodos del SIN la magnitud de tensión, por lo que podría preverse disminución del requerimiento de unidades para soporte de tensión. Sin embargo, ante la alta penetración esperada de recursos basados en inversores se suscitan, para su operación estable, de requerimientos de fortaleza de red, para los cuales, de no contar con equipos con capacidad de

aporte de cortocircuito (fortaleza de red), inercia y control dinámico de potencia reactiva podría ser necesario la programación de unidades síncronas por seguridad.

1.6 Evolución restricciones del SIN en el horizonte de estudio

A continuación, la evolución de las restricciones para cada una de las áreas operativas del SIN durante el horizonte de estudio, considerando la proyección de demanda y la materialización de los proyectos de expansión en la FPO esperada.

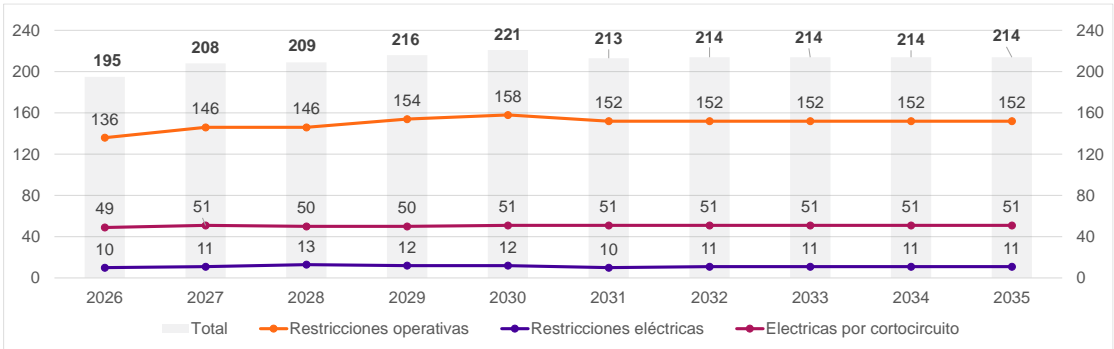


Figura 1-8 Evolución número de restricciones del SIN – por tipo.²

Como se muestra en la figura, incluso con la entrada de nuevos proyectos, el número de restricciones aumenta. Es importante tener en cuenta que, en caso de retrasos o la no entrada de proyectos, el número de restricciones podría ser aún mayor. Se hace un llamado a la UPME y a los OR para que, convoquen proyectos o acciones que permitan disminuir el número de restricciones, eliminando las activas y evitando la activación de nuevas restricciones identificadas durante el horizonte, especialmente aquellas que persisten durante el periodo de estudio.

Área	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2035	2035
Caribe	65	73	66	68	70	70	71	71	71	71
Antioquia	25	27	27	26	24	17	17	17	17	17
Suroccidental	44	43	43	43	43	42	42	42	42	42
Oriental	40	38	38	44	46	46	46	46	46	46
Nordeste	21	27	35	35	38	38	38	38	38	38
Total, SIN	195	208	209	216	221	213	214	214	214	214

Tabla 1-2 Evolución número de restricciones del SIN – por área operativa

Los resultados del análisis de evolución de restricciones son indicativos dado los supuestos de demanda, de materialización de entrada en operación de los proyectos de expansión en la fecha programada entre otros supuestos presentados en este informe. El detalle de la evolución de las restricciones para cada área operativa se presenta en los capítulos 3 al 7.

1.7 Evolución nivel de cortocircuito subestaciones del SIN

La incorporación gradual de proyectos de expansión en transmisión causa un mayor enmallamiento de la red y una reducción de la impedancia equivalente entre nodos. Por otro lado, la integración de proyectos de generación, tanto síncrona como asíncrona, introduce nuevas fuentes de aportes de

² Restricción Eléctrica: Limitación declarada en los equipos de transporte o transformación por parte de los agentes, tales como límites de capacidad de corriente o térmicos en los equipos, indisponibilidad de equipos y otros límites declarados asociados a esquema de protección y límites declarados de soportabilidad en frecuencia y tensión, u otros.

Restricción Operativa: Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

cortocircuito. Todo esto se traduce en un incremento en los niveles de cortocircuito en los diferentes nodos del SIN, respecto a su capacidad nominal.

Consideraciones para el cálculo de cortocircuito en nodos del SIN horizonte de planeación

- Red completa considerando en operación todos los proyectos de generación y transmisión con Fecha de Puesta en Operación (FPO) dentro del horizonte de análisis.
- El cálculo por área operativa considera todo el parque de generación en operación.
- Se evalúan fallas monofásicas y trifásicas francas con el método de cortocircuito IEC 60909 de 2016 (calculando la máxima corriente de cortocircuito).
- Para cada nodo del SIN, el máximo nivel de cortocircuito (monofásico o trifásico) calculado, se compara con la capacidad de cortocircuito declarada por los operadores al 27/08/2024.

Nota: Dados estos supuestos, los resultados a continuación son de carácter indicativo.

1.7.1 Evolución nivel de cortocircuito en nodos del SIN

En la Figura 1-9 se presentan las subestaciones del SIN que, bajo los supuestos del análisis y considerando la incorporación de los proyectos de expansión previstos en el horizonte de estudio, superan su capacidad de cortocircuito, ya sea monofásico o trifásico. En total, se identifican 51 nodos afectados: 15 pertenecientes STN y 36 al STR.

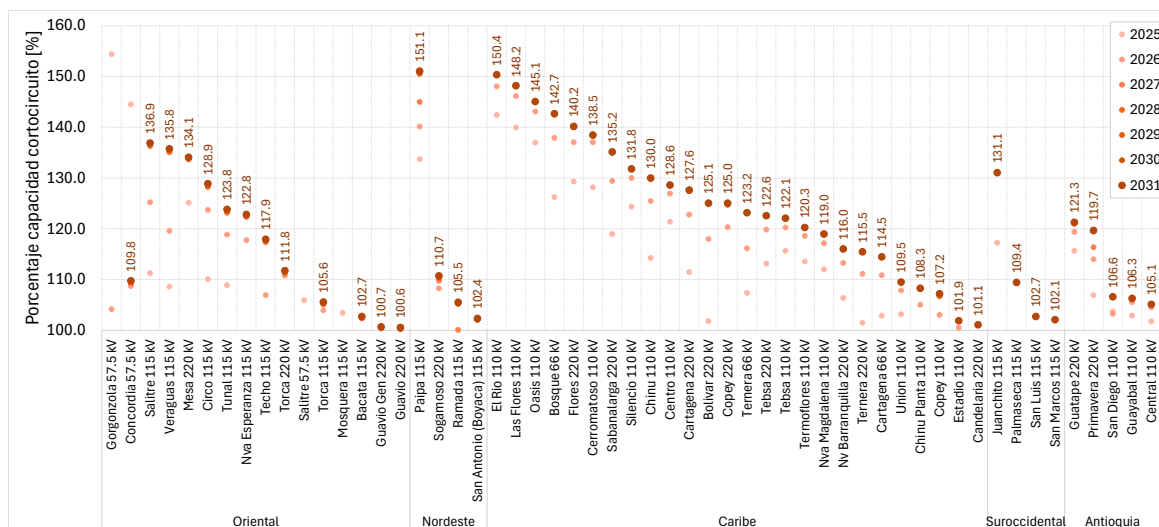


Figura 1-9 Nodos que superan la capacidad de cortocircuito.


Entre el 2025 y 2026, algunos nodos de Bogotá aumentan su tensión de operación de 57.5 kV a 115 kV, con lo que disminuye su nivel de cortocircuito.

Acciones para mitigar los aportes de cortocircuito.

En los casos en que el CND, a partir de la programación de corto y muy corto plazo, identifique que para un punto específico de operación del sistema la capacidad de cortocircuito en un nodo supera el valor calculado mediante el método completo (superposición), podrá:

- Restringir el número de recursos en línea, acción que impacta los costos operativos.
- Realizar maniobras para distribuir los aportes de corto. Se resalta que estas acciones degradan la red lo que reduce la confiabilidad. Algunas maniobras son:
 - ✓ Las Flores, Oasis 110 kV: apertura de la bahía de línea en Las Flores a El Río 110 kV y de ser necesario desacoplar Termoflores 110 kV.
 - ✓ Salitre 115 kV: evaluar la apertura del circuito Castellana – Salitre 115 kV
 - ✓ Cerromatoso 110 kV, Guatapé 220 kV, Mesa 220 kV, Circo 115 kV, Paipa 115 kV: Distribuir los campos en ambas barras y operar la subestación en dos barras (desacoplada).

Se recomienda a los agentes operadores de subestaciones que están cerca de superar o ya han superado la capacidad nominal de cortocircuito, realizar análisis detallados para identificar el equipo o la causa de la limitación y plantear acciones que eliminen de forma estructural la restricción.



Durante el año 2024, se conformó un grupo de trabajo de cortocircuito, auspiciado por el CNO e integrado por operadores de red, transmisores, la UPME y el CND. Este grupo ha estado analizando la evolución proyectada de los niveles de cortocircuito en los nodos del SIN. A partir de este análisis, se han identificado las subestaciones que superan su capacidad de cortocircuito y los activos que limitan su capacidad nominal. Asimismo, se ha determinado cuáles de estas subestaciones presentan mayor criticidad, ya sea por su impacto o por las restricciones que imponen en los escenarios de operación, con el fin de priorizar acciones, como el aumento de su capacidad nominal de cortocircuito u otras medidas que permitan una operación segura.

1.8 Evolución fortaleza de la red y métricas SCR

La fortaleza de red es la capacidad del sistema de potencia para mantener la estabilidad de la tensión, la cual puede evaluarse en función de la magnitud de la corriente que fluye desde las fuentes de tensión del sistema durante una falla (nivel de cortocircuito). Una red más robusta se caracteriza por una menor sensibilidad dV/dQ , lo que implica que, durante eventos transitorios asociados a fallas, la caída de tensión y la posibilidad de saltos de fase en los nodos se reducen, favoreciendo una recuperación más rápida.

Para cuantificar la fortaleza de red en nodos donde se conectarán recursos de generación basados en inversores, se utilizan métricas como SCR (Short-Circuit Ratio), CSCR (Composite Short-Circuit Ratio), SCRIF (Short-Circuit Ratio with Inverter Feedback) y WSCR (Weighted Short-Circuit Ratio). Estas métricas consideran la relación entre la capacidad de potencia de los recursos basados en inversores (MW), la configuración de la red y la contribución de cortocircuito de otros recursos.

Índice	Cálculo	limite	Recomendación a promotores	
SCRIF: Evalúa la fortaleza de la red en el nodo de conexión, considerando la interacción con otros inversores cercanos eléctricamente.	$SCRIF_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)}$	1.5	Entre 1.5 y 5	Validar con estudio de detalle (EMT) la operación estable del recurso ante la condición esperada de red.
SCR y CSCR: Indica la fortaleza de la red en un nodo de conexión específico.	$CSCR_i = \frac{S_i}{\sum_j P_j}$	3	Entre 3 y 5	
WSCR: Representa un valor ponderado de la fortaleza de la red en una zona de influencia eléctrica determinada (subárea).	$WSCR = \frac{\sum_j (S_j * P_j)}{(\sum_j P_j)^2}$	1.5	Entre 1.5 y 5	

Tabla 1-3 Umbrales propuestos por el CND para las métricas de fortaleza de red SCR.

Donde:

- $SCMVA_{POI}$: Potencia de cortocircuito en el nodo i.
- P_i : Potencia nominal del IBR que se conecta al nodo i.
- P_j : Potencia activa de la planta IBR en la barra j asociada al factor de interacción IF_{ji} .
- IF_{ji} : Cambio en el voltaje del bus i (ΔV_i) por un cambio en el voltaje del bus j (ΔV_j).

Es importante destacar que las métricas SCR no son valores fijos, ya que dependen de la topología de la red en un momento determinado, de los recursos en operación y de la magnitud de potencia inyectada por fuentes de energía renovable no convencional (FERNC).

Para el presente análisis, se ha empleado la métrica SCRIF como referencia para evaluar la fortaleza de red en los nodos de conexión de proyectos FERNC. No obstante, los valores calculados y presentados en la Figura 1-10 son indicativos y deben ser validados por los promotores de proyectos mediante estudios detallados que contemplen, entre otros factores, la evolución futura de la red y los requisitos específicos de fortaleza establecidos en la normativa vigente.

Tras este análisis, se recomienda a los promotores de proyectos de generación identificar y adoptar las medidas necesarias (selección del inversor, ajustes de control, entre otras) para garantizar una operación segura y estable, en cumplimiento con los criterios regulatorios aplicables.

Consideraciones para el cálculo de las métricas:

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

1.8.1 Nodos del SIN con menor valor de métrica SCRIF

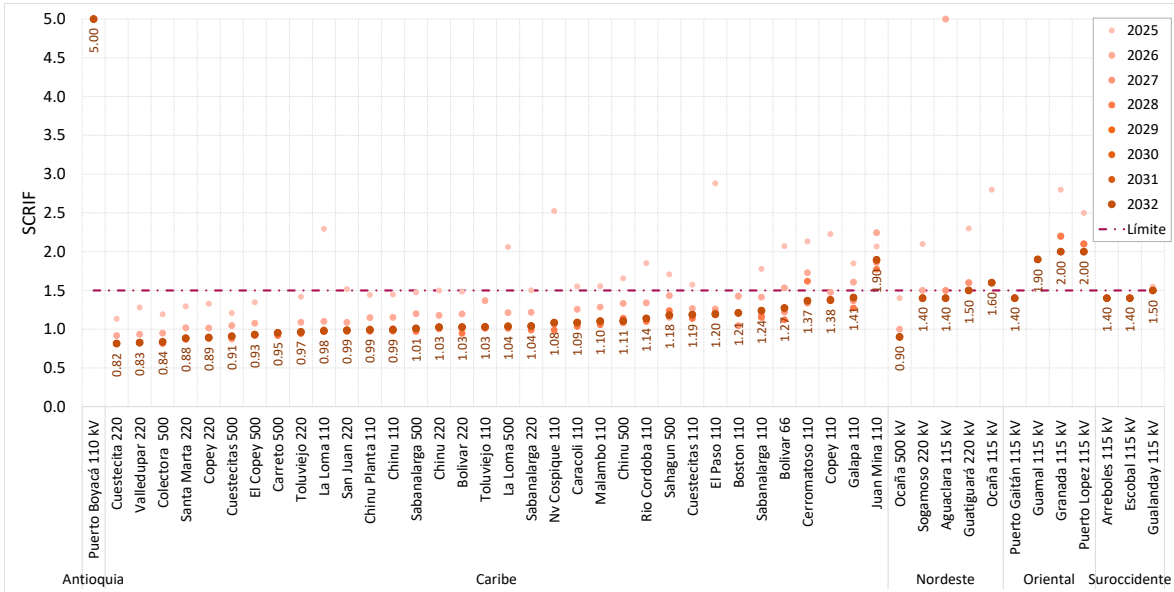


Figura 1-10 Nodos de conexión FERNC con índice de SCRIF menor a 1.5.

Los resultados indican que, bajo un mismo escenario de generación síncrona, el incremento progresivo de los recursos de generación FERNC, incluso con el refuerzo proporcionado por los proyectos de transmisión, provoca una disminución constante en el índice SCRIF, valores inferiores a los umbrales referenciados internacionalmente y adoptados por el CND.

Este análisis permite identificar, según la proyección de proyectos (FPO), a partir de qué año y capacidad en MW de recursos basados en inversores puede requerirse de equipos con capacidad para aportar corriente de cortocircuito, adicionales a los que cuenta la red, y evitar la posible limitación de inyección de MW FERNC o requerir programación de recursos síncronos para operar los recursos FERNC de forma segura.

En la tabla Tabla 1-4, para la condición a 2029, se presentan los valores calculados de aporte de corriente y potencia de cortocircuito en nodos del SIN, la relación X/R y el valor de SCRIF.

Nodo	Icc [kA]	Scs [MVA]	X/R	SCRIF
Caribe				
Cuestecita 220	7.1	2695.6	15.8	0.82
Valledupar 220	5.1	1937.0	6.9	0.83
Colectora 500	4.6	3965.6	15.8	0.84
Santa Marta 220	5.3	2000.9	6.5	0.88
Copey 220	10.8	4131.5	13.0	0.89
Cuestecitas 500	5.9	5152.7	15.2	0.91

Nodo	Icc [kA]	Scs [MVA]	X/R	SCRIF
El Copey 500	7.1	6143.9	13.9	0.93
Carreto 500	4.8	4195.3	12.4	0.95
Toluviejo 220	8.0	3047.4	8.8	0.97
La Loma 110	10.8	2062.8	21.6	0.98
San Juan 220	4.3	1638.6	7.3	0.99
Chinú Planta 110	13.5	2572.1	12.0	0.99
Chinú 110	14.7	2794.3	15.2	0.99
Sabanalarga 500	7.5	6464.0	16.6	1.01
Chinú 220	9.5	3626.1	15.3	1.03
Bolívar 220	14.1	5378.3	14.2	1.03
Toluviejo 110	9.2	1755.2	7.5	1.03
La Loma 500	7.2	6275.5	14.6	1.04
Sabanalarga 220	15.4	5857.8	15.6	1.04
Nv Cospique 110	9.9	1882.1	12.0	1.08
Caracolí 110	15.9	3035.3	11.7	1.09
Malambo 110	11.2	2134.0	7.1	1.10
Chinú 500	10.1	8737.0	15.0	1.11
Rio Córdoba 110	7.3	1391.9	8.8	1.14
Sahagún 500	10.0	8640.8	15.1	1.18
Cuestecitas 110	7.0	1341.6	24.9	1.19
El Paso 110	5.2	996.3	5.9	1.20
Boston 110	9.3	1768.2	6.4	1.21
Sabanalarga 110	9.3	1773.3	15.1	1.24
Bolívar 66	14.5	1657.0	13.8	1.27
Cerromatoso 110	13.7	2609.5	29.2	1.37
Copey 110	6.7	1273.5	13.7	1.38
Galapa 110	9.5	1805.6	6.1	1.41
Juan Mina 110	8.5	1613.2	6.7	1.90
Nordeste				
Ocaña 500 kV	3.8	3254.8	12.4	0.90
Sogamoso 220 kV	16.8	6386.6	15.1	1.40
Aguaclara 115 kV	0.9	172.8	2.8	1.40
Guatiguará 220 kV	12.4	4708.9	9.3	1.50
Ocaña 115 kV	8.1	1606.3	13.9	1.60
Oriental				
Puerto Gaitán 115 kV	0.8	162.4	2.5	1.40
Guamal 115 kV	0.9	179.9	2.4	1.90
Granada 115 kV	1.7	328.7	2.6	2.00
Puerto López 115 kV	1.8	363.7	3.7	2.00
Suroccidente				
Arreboles 115 kV	1.9	386.0	3.4	1.40
Escobal 115 kV	2.1	416.4	3.4	1.40

Tabla 1-4 Aportes de cortocircuito, relación X/R y SCRIF para la condición a 2029.

Recomendaciones con relación a la fortaleza de red.

UPME: Identificar la necesidad de acompañar la incorporación de recursos FERN C con equipos con aporte de cortocircuito, inercia, control de potencia reactiva, como pueden ser compensadores

síncronos u otras tecnologías, de forma que los recursos operen de forma segura y confiable, además de dar cumplimiento a los requisitos de la regulación vigente.

UPME: En los procesos de planeación de la ubicación del IBR y en la asignación de capacidad de conexión evaluar que se garantice la fortaleza de red.

Incluir requisitos en el proceso de asignación de capacidad de conexión que garanticen el mantenimiento de los límites de fortaleza del sistema. Así mismo, identificar proyectos de expansión y el dimensionamiento de proyectos para mantener la fortaleza del sistema o aumentar los aportes de cortocircuito en los nodos o subáreas donde sea necesario.

CREG: Definir métricas para la medición de la fortaleza de red en los nodos y subáreas del SIN, así como sus respectivos umbrales. Asignar responsabilidades asociadas a mantener fortaleza de red a los nuevos generadores que se integran al SIN.

Promotores FERN: Para los proyectos a conectarse en nodos con valor de CSCR o SCRIF menor a 1.5 se recomienda de forma conjunta con los fabricantes realizar evaluación de detalle (EMT), y a partir de condición de red y fortaleza esperada del nodo de conexión, verificar la adecuada selección del inversor (tecnología), los ajustes a sus controladores y la necesidad de implementar equipos adicionales (condensador síncrono, volante de inercia, STATCOM, etc.) que le permitan operar de forma segura y cumplir los requerimientos de la regulación vigente (CREG 060 de 2019, CREG 148 de 2021 y CREG 101 011 de 2022).

1.9 Cumplimiento de índices de fortaleza de red

Los valores de fortaleza de red presentados en las tablas de la sección 1.8.1 fueron calculados para cada área considerando en operación el mínimo número de unidades requerido por soporte de tensión. A partir de los resultados se identifica que varios nodos del SIN presentan valores menores a 1.5 para la métrica de fortaleza de red SCRIF, por lo que podrían presentar inestabilidad en los controladores según los valores umbrales aceptados internacionalmente y propuestos por XM para esta métrica (ver Tabla 1-3). De lo anterior se concluye que cumplir con el mínimo número de unidades requerido por soporte de tensión puede ser insuficiente para mantener en algunos nodos la fortaleza de red requerida y podría requerirse de otras estrategias para la asignación de seguridad como programar unidades adicionales por aporte de cortocircuito o incluso limitar recursos FERN.

Es de resaltar que, para algunos nodos, y según el escenario de generación FERN, se identifican casos en los que aun programando todas las unidades síncronas eléctricamente cercanas no es posible cumplir los umbrales de fortaleza de red. En estos casos, dada la relación matemática de los MW inyectados por recursos basados en inversores y la potencia de cortocircuito en el nodo de conexión (Ecuación SCRIF), podría ser necesario limitar el aporte en MW de los recursos FERN.

Lo anterior plantea un problema de optimización multiobjetivo, en el que se busca cumplir con los umbrales de las métricas SCR, maximizando la inyección de MW de FERN y minimizando el requerimiento de recursos de generación síncrona para el aporte de corriente de cortocircuito.

1.9.1 Requerimiento de unidades por fortaleza de red

En algunos nodos, a partir de la condición topológica de la red (enmallamiento) y a la capacidad en MW del recurso FERN a conectar, es posible que se cuente con los aportes de cortocircuito suficientes para cumplir con los índices de fortaleza requeridos. Sin embargo, en otros casos, el aporte de la red no es suficiente y será necesario disponer de un mínimo de unidades de generación síncrona para proporcionar la corriente de cortocircuito requerida o de otros equipos que puedan prestar dicho servicio.

De no ser posible garantizar la fortaleza de red requerida, podrá ser necesario realizar cortes o limitaciones de producción a recursos FERN para garantizar la operación segura de la red.

1.9.1.1 Equivalencia de peso unidades síncronas por aporte de cortocircuito.

A partir de la condición prevista de red, topología y recursos de generación síncrona y asíncrona, y hasta que se materialicen proyectos que permitan cumplir con los índices de fortaleza de red (SCRIF) en los nodos de conexión FERN. Será necesario identificar una estrategia de operación que a partir de los recursos con los que cuenta la red para aporte de cortocircuito se pueda satisfacer el requerimiento de potencia de cortocircuito y maximizar el potencial solar fotovoltaico y eólico que es posible integrar al sistema sin el desarrollo de requisitos de desempeño adicionales para esta tecnología o el despliegue de soluciones estructurales, como compensadores síncronos.

Entre las posibles estrategias de operación, a continuación, se presenta una que busca identificar los recursos con mayor aporte de cortocircuito a nodos con bajo SCRIF.

Ejemplo aplicado a la red esperada para la subárea atlántico en el año 2028.

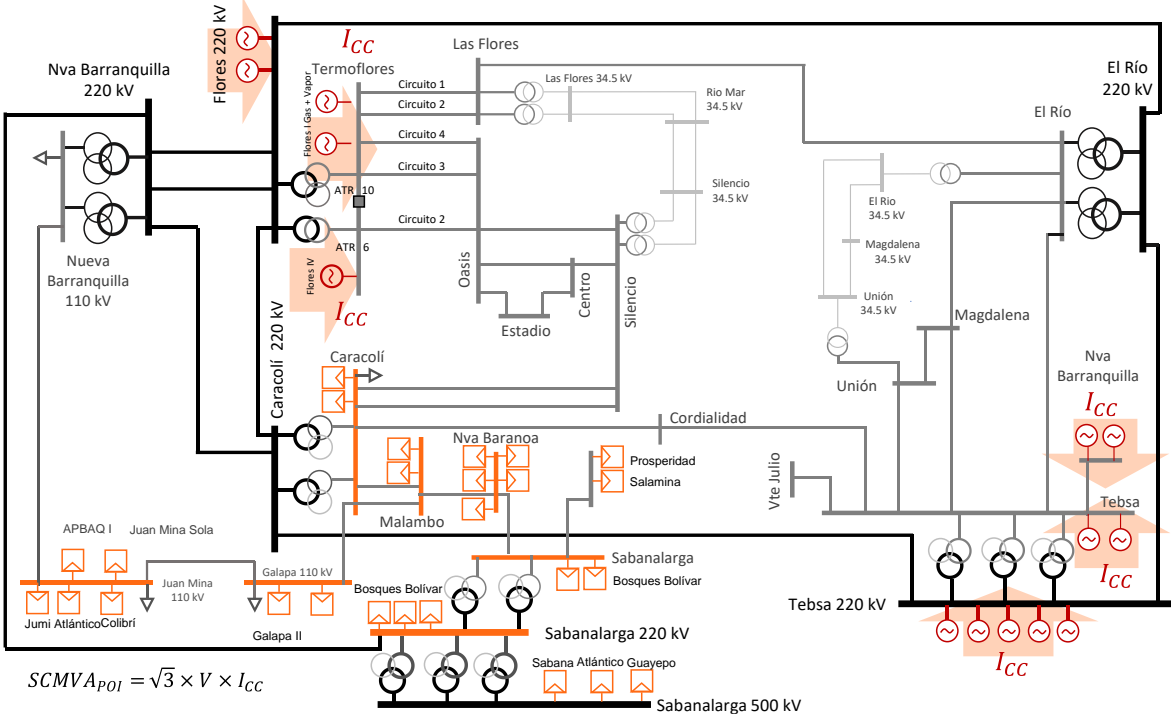


Figura 1-11 Nodos de Atlántico con menor SCRIF y recursos síncronos con aporte de cortocircuito

1. A partir de la topología de la red, identificar los nodos con menor fortaleza de red, o con mayor requerimiento de corriente de cortocircuito (nodos piloto en fortaleza de red). Para la condición esperada de la subárea atlántico a 2028 los nodos con menor SCRIF son: Caracolí, Galapa, Juan Mina, Malambo, Nueva Baranoa, Sabanalarga a 110 kV, Sabanalarga 220 kV y Sabanalarga a 500 kV.
2. Para cada unidad síncrona, normalizar el aporte de cortocircuito a los nodos antes citados.
3. Asignar una equivalencia de peso por aporte de cortocircuito para cada unidad.

Recursos	Peso	Recursos	Peso
Flores IV Gen4	1.0	Tebsa Gas 220 2	0.7
Flores IV Gen3	0.9	Tebsa Gas 220 3	0.7
Flores IV Gen2	0.9	Tebsa Gas 110 2	0.6
Flores 1 Gas	0.9	Tebsa Gas 110 1	0.6
Tebsa Vapor 1	0.9	Flores 1 Vapor	0.5
Tebsa Vapor 2	0.9	Barranquilla 3	0.3
Tebsa Gas 220 1	0.7	Barranquilla 4	0.3

Tabla 1-5 Equivalencia de peso por fortaleza de las unidades síncronas de Atlántico.

4. Requerimiento. Para la condición de red, se identifica para aquellos nodos en que no se cumplen los índices SCRIF el posible requerimiento de unidades por cortocircuito para cumplirlos.

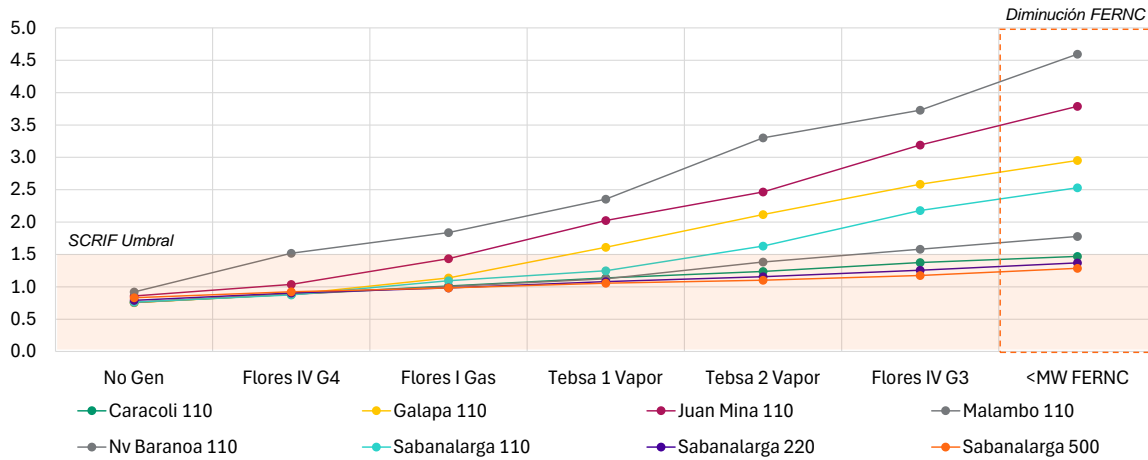


Figura 1-12 Sensibilidad a la inyección de MW y su impacto en SCRIF

La figura muestra cómo incrementa el valor de la métrica SCRIF a medida que aumenta el número de unidades de generación síncrona. Es importante destacar que el aporte de cortocircuito por unidad es diferente para cada nodo al depender de la distancia eléctrica entre ellos.

Otro aspecto por considerar es que en el denominador de la ecuación de SCRIF (Tabla 1-3), se encuentran los MW aportados por el recurso FERN por lo que de no contar con unidades síncronas o equipos que permitan garantizar el aporte de cortocircuito requerido para dar cumplimiento al umbral de SCRIF puede ser necesario limitar la capacidad segura de inyección en MW FERN, calculo que debe acompañarse de los factores de interacción, los cuales varían según el número de recursos FERN en operación.

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$$

Parámetro que mide el grado de interacción de la tensión entre nodos de conexión FERN

Ecuación 1 Factor de Interacción

Por lo tanto, para cumplir con la métrica SCRIF, puede ser necesario incrementar el número de recursos síncronos en línea para aumentar los aportes de cortocircuito (SCMVA).

Alternativamente, para una condición particular de la red, escenario síncrono dado [SCMVA_i], también es factible calcular la máxima generación FERN en MW que puede ser inyectada, (Ecuación 2)

$$\left(P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j) \right) \leq \frac{SCMVA_i}{SCRIF_{Umbral}} \quad \forall i \in FERN$$

Ecuación 2 Generación FERN en MW para cumplir umbral SCRIF

lo que eventualmente puede representar disminuir los MW en un nodo particular [P_i], o en otros recursos FERN teniendo presente el valor umbral para la métrica [SCRIF_{Umbral}], y los factores de interacción (IF_{ji} × P_j).

1.10 Características de operación en red débil

Las redes débiles son muy sensibles a las inyecciones/absorciones de potencia activa /reactiva, es decir, la relación entre el cambio de tensión en el nodo y la potencia reactiva inyectada/absorbida es mucho mayor que en una red considerada fuerte.

1.10.1 Desafíos de conectar recursos FERN C a una red débil

Los recursos FERN C conectados a nodos débiles (nodos con bajo SCR) son más susceptibles a:

- Presentarse problemas dinámicos de estabilidad en sus controles (sincronización del PLL).
- Enfrentar mayores desafíos para cumplir con los requisitos establecidos en la regulación vigente en particular los criterios asociados a la respuesta dinámica de la tensión durante y después de una falla (adaptación a las curvas LVRT y HVRT).

En escenarios de gran número de recursos FERN C con conexión a nodos débiles el sistema será más propenso a condiciones de inestabilidad.

1.10.2 Huecos de tensión

Durante el transitorio asociado a una falla se presentan elevados valores de corriente en la red, lo que resulta en una brusca disminución del valor RMS de la tensión en nodos cercanos eléctricamente a la falla. Este descenso de tensión es definido según la IEEE 1159 de 2019 (*Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*), como huecos de tensión y se presenta cuando la tensión alcanza entre el 10% y el 90% de una tensión de referencia (V_{ref}) y con una duración entre 0.5 ciclos y 1 minuto (momentáneo: 30 ciclos – 3 s, temporal: entre 3 s - 1m y de larga duración >1 min).

Los huecos de tensión se distinguen por su magnitud (ΔV) y su duración (Δt), que refleja el tiempo en el cual la tensión cae por debajo del 0.9 p.u. de la tensión nominal. Los impactos para el sistema debidos a un hueco de tensión varían según la ubicación (nodo donde ocurre la falla), las características individuales de ésta, la naturaleza del equipo afectado y el tipo de conexión a la red. Entre estos impactos se incluyen:

- Pérdida de sincronismo en motores sincrónicos.
- Inestabilidad en motores asíncrónicos.
- Desconexión de cargas del sistema.
- Actuación de esquemas suplementarios -ESPS- y consecuente desconexión de carga.
- Causar ocurrencia de recuperación lenta inducida de tensión por falla -FIDVR-.

1.10.2.1 Propagación de los huecos de tensión.

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

La Figura 1 11 presenta los resultados de simular, para la condición de red esperada a 2026, una falla en la barra de Cerromatoso 500 kV, El Copey 500 kV, Sogamoso 500 kV y Alférez 500 kV y su consecuente propagación decreciente en la tensión de los nodos del SIN.

Este análisis evidencia la susceptibilidad e impacto de la propagación de un hueco de tensión, es de resaltar que en dichos nodos una falla no despejada en tiempo de protección principal podría desencadenar eventos de gran magnitud por los volúmenes de generación basada en inversores y demanda que se somete a regímenes prolongados de bajos voltajes transitorios. Por lo que se recomienda a la UPME evaluar esta problemática en la definición de futuros planes de expansión, de tal forma que se minimice su impacto en el sistema; lo anterior, con la incorporación de protecciones altamente selectivas y redundantes y la instalación de equipos que brinden fortaleza a la red, e incluso reconfiguración de infraestructura y definición de obras enfocadas en una red más segura, confiable y resiliente.

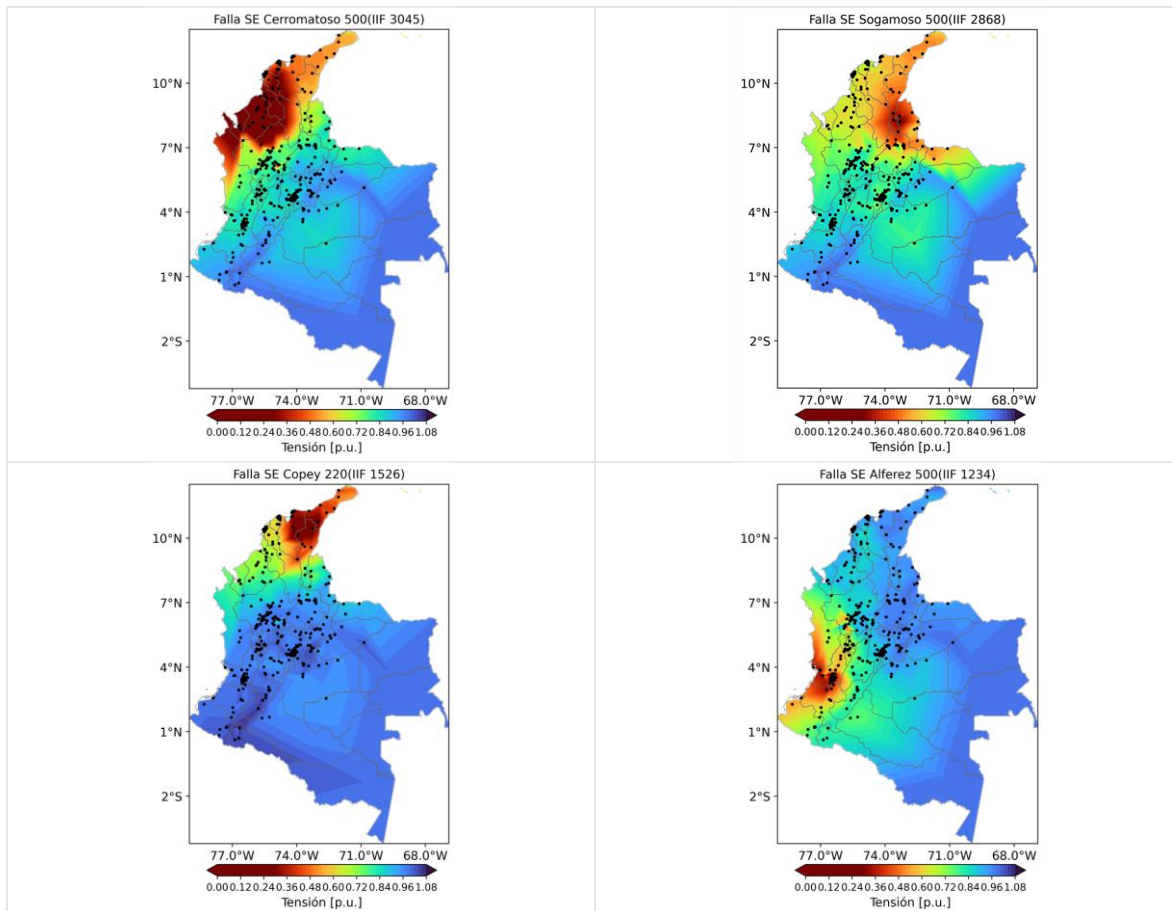


Figura 1-13 Propagación tensión a otros nodos del SIN

1.11 Inercia y respuesta en frecuencia

La inercia es una propiedad de cualquier objeto en movimiento que tiende a mantener su estado de movimiento. En el contexto de las máquinas rotantes, la inercia se manifiesta como una resistencia a los cambios bruscos en la velocidad, lo que proporciona estabilidad al sistema eléctrico durante desequilibrios entre generación y demanda. Una mayor inercia resulta en una tasa de cambio de frecuencia (*ROCOF³*, por sus siglas en inglés) más lenta y por tanto un NADIR (*punto más bajo de frecuencia*) menos crítico durante contingencias, al brindar tiempo a los sistemas de regulación de frecuencia para realizar aportes y restablecer el balance, lo que ofrece mayor robustez en la estabilidad del sistema de potencia.

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

³ NADIR: es el valor mínimo de sub-frecuencia en Hz producido por el evento

Tiempo Nadir: es el tiempo en segundos en donde ocurre el Nadir

ROCOF (Rate of Change of Frequency): tasa de cambio de la frecuencia del sistema en un instante definido

ROCOF Nadir: es el valor del RoCoF calculado en el Nadir

síncrono incluye plantas no despachadas centralmente, que pueden representar hasta el 30% de la inercia total disponible.

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

En vista de estos desafíos, se recomienda:

A la CREG:

- Establecer requisitos mínimos de inercia
- Activar para recursos FERN C el requisito de regulación primaria de frecuencia ante eventos de sub-frecuencia
- Ser enfáticos en la prohibición de cesación momentánea de potencia en recursos FERN C.

A la UPME:

- Desde las convocatorias, adaptar el parque de generación a las condiciones esperadas de la red.
- Evaluar la pertinencia de convocar proyectos que aumenten la inercia del sistema sin depender del parque generador con equipos como compensadores síncronos, volantes de inercia entre otras tecnologías.

1.11.1 Frecuencia y futuro del EDAC

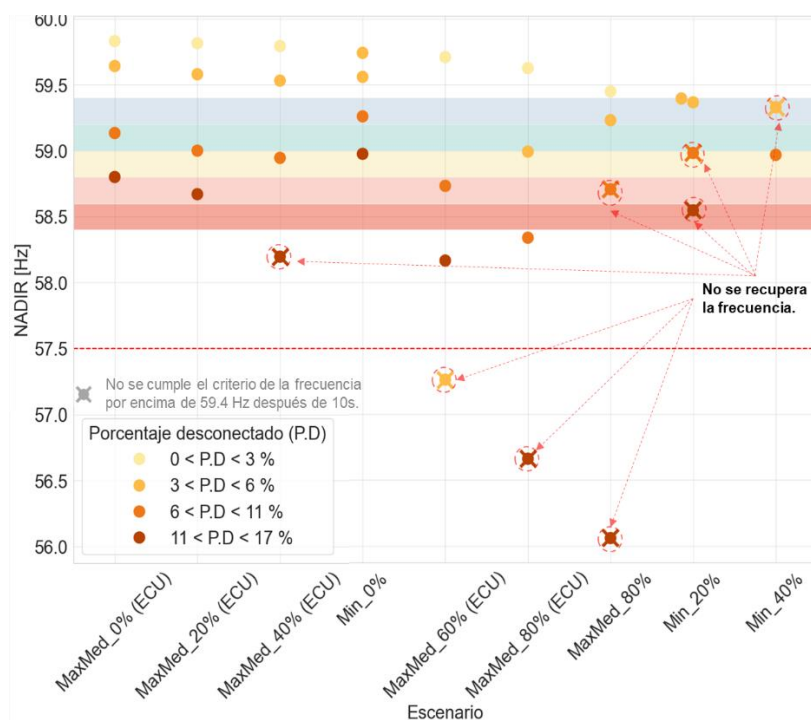
En el contexto del sistema eléctrico colombiano, se anticipa que la alta penetración de recursos basados en inversores (IBR) y su característica de no aporte de inercia ni regulación primaria para eventos de sub-frecuencia, reduciría la eficiencia del actual Esquema de Deslaste de Carga -EDAC-, haciendo el sistema vulnerable a apagones totales frente a eventos de gran magnitud.

Escenario	Generacion_total_MW	Demanda_MW	Gen_Hidro	Gen_Termo	Gen_Solar	Gen_Wind	EnergCin [MVA.s]
MaxMed_0% (ECU)	12114.4	12571.6	9143.8	2952.6	0.0	0.0	91324.3
MaxMed_20% (ECU)	12202.7	12657.9	7404.8	2334.1	1949.3	496.5	73680.3
MaxMed_40% (ECU)	12224.7	12676.6	4970.1	2378.1	4178.4	680.2	58963.6
MaxMed_60% (ECU)	12237.6	12691.7	2992.8	1754.2	6792.5	680.2	40060.5
MaxMed_80%	12694.0	12694.0	1496.7	1700.1	8292.0	1205.2	27964.7
MaxMed_80% (ECU)	12300.7	12754.7	1299.0	1486.5	8292.0	1205.2	29620.0
Min_0%	8845.3	8845.3	5589.4	3236.3	0.0	0.0	74077.7
Min_20%	8931.8	8931.8	5628.1	1521.9	336.3	1427.5	49211.6
Min_40%	8906.8	8906.8	4282.2	1147.4	2031.7	1427.5	40711.3

Tabla 1-6 Escenarios de simulación Suficiencia del EDAC

La Tabla 1-6 presenta el resultado de un estudio de suficiencia del EDAC operando conectados y desconectados del sistema ecuatoriano, y sensibilidad a diferentes valores de penetración de generación basada en inversores (ver Tabla 1-6).

Como se observa, a partir de valores de penetración cercanos al 20%, se comienzan a presentar en el SIN situaciones en las cuales, con las combinaciones de reservas primarias e inercias disponibles, no es posible cumplir con los requerimientos de calidad asociados al diseño del EDAC, y para porcentajes superiores al 40%, puede existir riesgo de colapso del sistema por excursión de los límites de soportabilidad de la frecuencia frente a eventos de gran magnitud.



Reevaluación del EDAC:

Para garantizar que el EDAC continúe siendo efectivo frente a la penetración de recursos FERNC se recomienda:

A la CREG:

- Habilitar la responsabilidad de las plantas solares y eólicas para contribuir al requisito de regulación primaria de frecuencia para eventos de sub-frecuencia.
- Definir los requerimientos de las DER respecto a la soportabilidad frente a eventos de frecuencia y contribución al requisito de regulación primaria.
- Adelantar una revisión en la resolución CREG 061 de 1996 (EDAC), de tal forma que el EDAC se adapte a incorporación de tecnologías como las DER y escenarios con alta penetración de FERNC.

A los OR:

- Tener en cuenta en la selección de circuitos para el EDAC, la penetración de generación distribuida y la no selección de estos circuitos para efectos de la implementación de dicho esquema.

A la UPME:

- Convocar proyectos para el control de potencia reactiva que permitan gestionar los posibles aumentos de tensión derivados de la desconexión masiva de carga
- Equipos que contribuyan a fortalecer la operación del sistema en escenarios de baja inercia, como pueden ser, compensadores síncronos o baterías con capacidad de respuesta rápida de frecuencia.

Estas recomendaciones implican revisar y actualizar los criterios establecidos en la regulación vigente, incorporando nuevos criterios para asegurar una respuesta segura de la frecuencia del sistema en términos del NADIR, ROCOF y preservar la estabilidad del sistema ante la salida de unidades de gran capacidad o eventos de mayor magnitud o causantes de un desbalance mayor.

1.12 Confiabilidad y Resiliencia de la Infraestructura

1.12.1 Subestaciones alimentadas en forma radial

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

A continuación, se presentan los circuitos que, para la condición de red a marzo de 2025, alimentan carga de forma radial, junto con los proyectos en el horizonte de estudio que eliminarán esta condición:

Caribe

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
GCM	El Paso – El Banco 110 kV	Copey	PTRA13265 Magangué 500/100 kV	2027
GCM	Rio Córdoba - Ciénaga 110 kV	Ciénaga	PTRA06811 Guacamaya 110 kV	2026
GCM	Guatapurí - Valledupar 110 kV	Valledupar	PTRA05302 San Juan 110 kV	2026
GCM	Guatapurí – San Juan 110 kV	Valledupar		
GCM	Santa Marta -Manzanares 110 kV	Manzanares	PTRA06813 Bureche 110 kV	2026
GCM	Santa Marta -Libertador 110 kV	Libertador		
Bolívar	El Carmen - Zambrano 66 kV	El Carmen	PTRA02158 Carreto 500/66 kV PTRA13244 Nueva Arjona 110 kV	2027
Bolívar	El Carmen - San Jacinto 66 kV	El Carmen		
Bolívar	El Carmen - Calamar 66 kV	El Carmen		
Bolívar	Tenera - Gambote 66 kV	El Carmen		
Bolívar	Toluviejo - El Carmen 110/66 kV	El Carmen		
Cerromatoso	Cerromatoso-Planeta Rica 110kV	Planeta Rica	PTRA11974 Sahagún 500/110 kV	2027
C. Sucre	Chinú - San Marcos 110 kV	San Marcos		2027
C. Sucre	San Marcos - La Mojana 110 kV	San Marcos		2027
C. Sucre	Chinú - Chinú Planta 110 kV	Chinú Planta	PTRA11960 Nueva Lorica 110 kV	2029
C. Sucre	Chinú - Sincé 110 kV	Sincé	PTRA13263 Magangué 500 kV, PTRA13265 Magangué 500/100 kV	2028
C. Sucre	Sincé - Magangué 110 kV	Sincé		
C. Sucre	Magangué - Mompox 110 kV	Sincé		
Atlántico	Sabanalarga - Salamina 110 kV	Sabanalarga	No hay proyecto definido	-
Atlántico	N.Barranquilla - Juan Mina 110kV	N.Barranquilla	PTRA03327 Galapa 110 kV	2025

Tabla 1-7 Circuitos en configuración radial área Caribe

Área Antioquia

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Antioquia	El Salto - Porce 110 kV	Porce	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Yarumal II - Yarumal 110 kV	Yarumal	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Cértégui - Itmina 110 kV	Itmina	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Amagá – T Hispania 110 kV	Amagá – Bolombolo	PTRA01152 Carieles 110 kV	2029
Antioquia	Bolombo – T Hispania 110 kV	Amagá – Bolombolo		
Antioquia	Hispania – T Hispania 110 kV	Amagá – Bolombolo		
Antioquia	Antioquia - Chorodó 110 kV	Occidente – Caucheras	PTRA02088 Guárcama 110 kV	2026
Antioquia	Antioquia - San Jerónimo 110 kV	Occidente – Caucheras		
Antioquia	Occidente - San Jerónimo 110 kV	Occidente – Caucheras		
Antioquia	Caucheras – Chorodó 110 kV*	Occidente – Caucheras		
Antioquia	Puerto Nare - Puerto Inmarco 110 kV	No	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Puerto Nare - Moriche 110 kV	No	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Cocorná - Puerto Boyacá 110 kV	No	No hay proyecto definido	-
Antioquia	Puerto Boyacá - Vasconia 110 kV	No	No hay proyecto definido	-

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

Tabla 1-8 Circuitos en configuración radial área Antioquia

Área Suroccidente

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Cauca - Nariño	Guapi - Olaya 115 kV	San Bernardino	PTRA13496 Olaya – Buchelly 115 kV y Jardinera – Junín – Tumaco 2 115 kV	2027
Cauca - Nariño	Jardinera - Junín 115 kV	Jardinera		
Cauca - Nariño	Junín - Buchelly (Tumaco) 115 kV	Jardinera		
CQR	Esmeralda - Viterbo 115 kV	Viterbo	No hay proyecto definido	-
CQR	Esmeralda - Irra 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-
CQR	Irra - Río Sucio 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-
CQR	Irra - Salamina 115 kV	Irra - Salamina Y Riosucio	No hay proyecto definido	-
CQR	La Rosa - Cuba 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Valle	El Pailón - Bahía Málaga 115 kV	Bahía Málaga	No hay proyecto definido	-
Valle	Santa Bárbara - Cerrito 115 kV	Cerrito	No hay proyecto definido	-
Huila - Tolima	Flandes - Lanceros 115 kV	Lanceros	No hay proyecto definido	-
Huila - Tolima	Sur - Oriente 115 kV	No	PTRA09586 Huila 115 kV	2026
Caquetá	Altamira - Segovianas 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Caquetá	Altamira - Pitalito 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Caquetá	Altamira - Florencia 115 kV	Florencia	No hay proyecto definido	-
Caquetá	Florencia - Doncello 115 kV	Florencia	No hay proyecto definido	-
Caquetá	Renacer - Altamira 230 kV	No	PTRA00479 Renacer 230 kV	2025
Putumayo	Mocoa - Puerto Caicedo 115 kV	Putumayo	No hay proyecto definido	-
Putumayo	Puerto Caicedo - Yarumo 115 kV	Putumayo	No hay proyecto definido	-

Tabla 1-9 Circuitos en configuración radial área Suroccidental

Área Oriental

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Meta	Ocoa - Santa Helena 115 kV	Puerto López	PTRA00623 Santa Helena 230/115 kV	2025
Meta	Santa Helena - Suria 115 kV	Puerto López		
Meta	Granada - San J Guaviare 115 kV	Granada	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Guavio - Ubalá 115 kV	Guavio	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Termozipa - Sesquilé 115 kV	Sesquilé	PTRA00256 Norte 115 kV	2026
Bogotá	El Sol - Zipaquirá 115 kV	Zipaquirá		
Bogotá	Zipaquirá - Tpeldar 115 kV	Zipaquirá		
Bogotá	Tpeldar - Peldar 115 kV	Zipaquirá		
Bogotá	Tpeldar - Ubaté 115 kV	Zipaquirá		
Bogotá	Gran Sabana – Termozipa 115 kV	No		
Bogotá	Ubaté - Simijaca 115 kV	Zipaquirá	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Balsillas - Facatativá 115 kV	Facatativá y Villeta	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Facatativá - Villeta 115 kV	Facatativá y Villeta	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Muña - Sauces 1 115 kV	Fusagasugá	No hay proyecto definido	-
Bogotá	Salto I - Salto II 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-

Tabla 1-10 Circuitos en configuración radial área Oriental

Área Nordeste

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE Zona excluida de CANO	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Boyacá-Casanare	Yopal - Yopalosa 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	Paz de Ariporo - Yopal 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	Diacono - Paipa 1 115 kV	No	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	Barbosa - TSta Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	Barbosa - Cimitarra 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	Santa Rosa - TSta Rosa 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Boyacá-Casanare	TSta Rosa - Cimitarra 1 115 kV	Cimitarra	No hay proyecto definido	-
Arauca	Banadía - Cano Limón 1 230 kV	Toledo - Samoré - Banadía y Caño Limón	PTRA03361 Alcaraván 230 kV PTRA00423 La Paz 220 kV	2027 2028
Arauca	Palos - Toledo 1 230 kV			
Arauca	Banadía - Samoré 1 230 kV			

Subárea	Radialidad	Zona excluida de CNE Zona excluida de CANO	Proyecto que elimina radialidad	FPO
Arauca	Samoré - Toledo 1 230 kV			
Arauca	Banadía - Tame 1 115 kV	Banadía	PTRA00405 Playitas 115kV	2027
N. Santander	Aguachica - Buturama 115 kV	No	No hay proyecto definido	-

Tabla 1-11 Circuitos en configuración radial área Nordeste

Nota: Algunas de estas subestaciones pueden tener enmallamiento a nivel de SDL. Las presentadas corresponden a aquellas que a nivel de STN y STR son alimentadas en configuración radial.

Para aquellos nodos radiales que corresponden a una zona CNE, una vez ingresado el proyecto que elimina dicha condición se evaluará el posible cambio a la zona CNE según CREG 015 de 2018 y las zonas Cano de acuerdo con la CREG 093 de 2012.

Se recomienda al OR y a la UPME identificar proyectos o acciones que permitan mejorar la confiabilidad en la atención de la demanda atendida por circuitos en configuración radial y evitar que ante el aumento progresivo de demanda puedan presentar inconvenientes en el cumplimiento de los criterios regulatorios por carga o tensión.

1.12.2 Configuración de subestaciones

Subestaciones en configuración anillo.

El SIN cuenta con 26 subestaciones en configuración anillo, de las cuales 20 están localizadas en el área Caribe.

SUBESTACIÓN	Campos	SUBESTACIÓN	Campos
Tenera 66 kV	11	Bucaramanga 230 kV	5
Fundación 220 kV	10	Fundación 110 kV	5
Valledupar 220 kV	9	Toluviejo 110 kV	5
Belén (Cúcuta) 115 kV	8	Valledupar 110 kV	5
Tenera 220 kV	8	Cordialidad 110 kV	4
La Tasajera 220 kV	6	Coveñas 110 kV	4
Malambo 110 kV	6	Gecelca III 110 kV	4
Nueva Cospique 110 kV	6	Rio Sinú 110 kV	4
Occidente 220 kV	6	Baranoa 110 kV	3
Rio Córdoba 110 kV	6	Belén (Cúcuta) 230 kV	3
Santa Marta 110 kV	6	Cerromatoso 3.2 110 kV	3
Silencio 110 kV	6	Gaira 110 kV	3
Bucaramanga 115 kV	5	Sierra flor 110 kV	3

Tabla 1-12 Subestaciones en configuración en anillo

La configuración de subestaciones en anillo tiene la particularidad de ser poco flexible, ya que, ante apertura del anillo, por indisponibilidad o mantenimiento de un elemento de red, se presenta una significativa disminución en confiabilidad y dificultad para gestionar los riesgos ante la eventual salida de otro elemento. En muchas ocasiones, es necesario programar la desatención de demanda y/o generación por seguridad, impactando además en aumento del costo de operación del sistema por control de restricciones.

Por lo tanto, se recomienda a la CREG defina requisitos técnicos para la operación de este tipo de subestaciones en el sistema colombiano, particularmente en relación con definir un número máximo de campos permitidos para esta configuración, y del no uso de esta configuración en subestaciones a nivel STN.

Además, es crucial que la UPME defina progresivamente la reconfiguración de las subestaciones en anillo hacia otro tipo de configuración que ofrezca mayor flexibilidad y confiabilidad, especialmente aquellas subestaciones que tienen más de cinco campos. Los casos más críticos son Valledupar 220 kV, Fundación 220 kV y Tenera 66 kV.

Subestaciones en configuración barra sencilla.

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

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

Dada su limitada adaptabilidad frente a las necesidades actuales de la red, se recomienda a la UPME considerar dentro de sus análisis un cambio progresivo en la configuración de estas subestaciones, migrando hacia otras que ofrezcan mayor flexibilidad y confiabilidad para la operación, se sugiere priorizar por nivel de tensión y número de campos.

Así mismos, en el proceso de asignación de nuevos puntos de conexión, se recomienda a la UPME restringir el volumen de nuevos proyectos a incluir en este tipo de subestaciones, y en caso de requerirlo, supeditar la instalación de nueva capacidad al cambio de configuración de la subestación, o la instalación de interruptores de seccionamiento que permitan la distribución de campos y disparos de diferenciales selectivas, que no desconecten la totalidad de los recursos a instalar.

1.12.3 Cruces de línea

El sistema de transmisión eléctrica es una malla instalada a lo largo y ancho del territorio nacional, en algunos casos los circuitos presentan cruces los recorridos de las líneas (vanos) o en las llegadas a las subestaciones, cruces que originan puntos de falla común en la red. Así una contingencia sencilla que implique caída de la torre o uno de los componentes del circuito puede ocasionar, según la ubicación de la falla, salida de múltiples elementos de transmisión o generación. Estos eventos si bien son de baja probabilidad tienen un alto impacto, por lo que son evaluados por XM desde el estudio de Resiliencia, buscando identificar recomendaciones que permitan anticipar, preparar y adaptar el SIN para mitigar el impacto potencial de dichos eventos.

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



Figura 1-15 Áreas con cruce de líneas de mayor impacto.

Por otro lado, con el crecimiento de la red de transmisión, es previsible que aumente el número de cruces de activos en el SIN, lo que incrementa el riesgo de estos eventos. Además, la incorporación de fuentes de energía basadas en inversores y las nuevas dinámicas operativas hacen aún más relevante evaluar el impacto de eventos extremos sobre la infraestructura eléctrica.

Si bien prohibir o eliminar todos los cruces no es una solución económicamente viable, por lo que desde la planeación de las redes de transmisión debe buscarse minimizar los activos involucrados en cruces entre líneas del STN y STR, y que su ubicación represente el menor riesgo posible o impacto. Identificar los cruces y conocer su impacto potencial permite ponderar la necesidad de implementar acciones técnicas para disminuir la probabilidad de fallas o reducir el tiempo necesario para labores de mantenimiento.

En respuesta al riesgo identificado, XM recomienda a los propietarios de la infraestructura, en los cruces de mayor impacto implementar acciones que fortalezcan la red y aumenten su capacidad para soportar eventos de alto impacto, minimizando así el efecto de fallas en circuitos asociados a cruces y la salida de múltiples equipos. Entre las medidas sugeridas se incluyen:

- Reubicación de activos en las subestaciones
- Construcción de variantes para evitar cruces de líneas
- Construcción de tramos de forma subterránea y/o encapsulados en SF6
- Refuerzos de torres (retención, zapatas, mallas de protección, etc.).
- Protecciones altamente selectivas y esquemas de protección.

Y desde la fase de planeación de la expansión, se recomienda a la UPME incluir en los estándares de desarrollo de infraestructura requisitos que minimicen los cruces de líneas y mitiguen los impactos que las fallas múltiples puedan tener sobre el SIN. Establecer un límite máximo de activos involucrados en cruces, definir un número máximo de activos que puedan estar involucrados en estos cruces por nivel de tensión. Integrar medidas desde la planificación de proyectos de expansión: Identificar y mitigar los cruces potenciales desde la fase de planificación, de modo que las propuestas económicas de los agentes incluyan los costos asociados a las adecuaciones necesarias tanto en infraestructura futura como existente.

1.13Proyectos sin promotor adjudicado por parte de la UPME

Área	Código	Nombre	FPO
Antioquia	PTRA13267	SVC de 30 Mvar en S/E Cértegui 115 kV	31/12/2027
Antioquia	PTRA00324	UPME 10-2021 Subestación Corrientes 230 kV (Antes San Lorenzo)	31/10/2028
Antioquia	PTRA00389	S/E Nuevo Quibdó 115 kV y líneas asociadas	30/12/2030
Antioquia	PTRA13502	S/E Nueva Quibdó 220 kV	30/12/2030
Caribe	PTRA13498	Compensadores síncronos - STR	31/12/2028
Nordeste	PTRA00437	Trinitaria 230 kV (antes Cabrera, antes Nueva Granada)	31/03/2028
Nordeste	PTRA00423	UPME 08-2021 Nuevas subestación La Paz 230 kV	30/06/2028
Nordeste	PTRA13500	Subestación Tonchalá 230/110 kV y líneas asociadas	31/12/2028
Oriental	PTRA12987	UPME 01 - 2024 Nueva Subestación Sopó 230 kV y LT asociadas	31/12/2029
Suroccidente	PTRA03846	Subestación Estambul 230 kV	31/08/2026
Suroccidente	PTRA13496	Enlace Olaya Herrera – Buchelly 115 kV y nuevo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV.	31/12/2027
Suroccidente	EE-002	Nueva S/E Macana 230/115 kV y obras asociadas	31/12/2030

Tabla 1-13 Proyectos sin promotor adjudicado por la UPME

Información tomada del MDC de XM el 09/12/2024.
La entrada de estos proyectos mejora la confiabilidad del SIN.

1.14 Impacto del retraso en la entrada en operación de proyectos de expansión

El retraso en la entrada en operación comercial de los proyectos de expansión, junto con el aumento progresivo de la demanda, provoca restricciones cada vez más difíciles de gestionar. Esto compromete la operación segura, confiable y económica del sistema, poniendo en riesgo la estabilidad y la atención de la demanda del SIN, así como los siguientes riesgos operativos:

- Riesgo de desatención de demanda debido al agotamiento de la red, ya sea en condiciones de red completa (cumplimiento CREG 025/95) o para cubrir contingencia (CREG 224/2016).
- Activación de nuevas restricciones eléctricas u operativas, o aumento de criticidad de las existentes.
- Aumento en la programación de potencia por seguridad para el control de restricciones por sobrecarga.
- Dificultad para el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y transitorio, con lo que aumenta el número de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- Requerimiento de esquemas suplementarios de protección para mitigar la posible desatención de demanda ante contingencias sencillas.
- Declaración en estado de emergencia y alerta en diferentes áreas del SIN.
- Limitaciones a la generación por criterios de seguridad y confiabilidad, como fortaleza del sistema o control de restricciones.
- Limitación de la capacidad de importación y exportación de potencia en diferentes áreas del sistema.
- Dificultad para realizar actividades de mantenimiento.
- Supeditación de la conexión de nuevas cargas.
- Condicionamiento a la entrada de nuevos proyectos de generación.
- Susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza de red.

En la Tabla 1-14 se presentan los proyectos, que tienen especial impacto en las condiciones más restrictivas del SIN, y que para la condición de marzo de 2025 presentan retraso en su entrada en operación comercial, respecto a la fecha en que fue inicialmente asignada.

Área	Proyecto	Promotor	Fecha inicial proyectada ⁴	Fecha esperada marzo 2025	Retraso en años
Oriental	UPME 03-2010 Chivor II	GRUPO ENERGIA BOGOTÁ	2013	2026	13
Oriental	Subestación Santa Helena 230/115 kV 2X150	ELECTRIFICADORA DEL META	2013	2025	12
Oriental	UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	GRUPO ENERGIA BOGOTÁ	2017	2026	9
Oriental	Subestación Catama 115 kV	ELECTRIFICADORA DEL META	2017	2025	8
Suroccidental	UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV Circuitos Alférez – San Marcos 500 kV y La Virginia – Alférez 500 kV	GRUPO ENERGIA BOGOTÁ	2018	2026	8
Antioquia	Compensación Huapango 115 kV 35 Mvar	Sin promotor asignado	2016	2023	7
Nordeste	UPME 08-2021 La Paz 230 kV	Sin promotor asignado	2021	2028	7
Oriental	Subestación Guamal 115 kV	ELECTRIFICADORA DEL META	2018	2025	7
Nordeste	UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV	Sin promotor asignado	2022	2028	6

⁴ Fecha concepto de conexión UPME o preliminar plan de expansión.

Área	Proyecto	Promotor	Fecha inicial proyectada ⁴	Fecha esperada marzo 2025	Retraso en años
Nordeste	Nueva Subestación Alcaraván 115 kV	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE	2021	2027	6
Nordeste	UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV	TRANSMISORA DE ENERGIA DE LOS LLANOS	2021	2027	6
Nordeste	Subestación Playitas 115 kV	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	2021	2027	6
Caribe	UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2019	2024	5
Nordeste	Subestación Nueva Granada 230/115 kV	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	2022	2027	5
Oriental	UPME 07 - 2016 enlace Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	TRANSMISORA COLOMBIANA DE ENERGÍA	2020	2025	5
Nordeste	UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2024	2028	4
Oriental	Subestación Norte 115 kV	ENEL	2022	2026	4
Caribe	Nueva Toluviejo 110 kV	CARIBEMAR DE LA COSTA	2022	2025	3
Caribe	UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV	GRUPO ENERGIA BOGOTÁ	2022	2025	3
Caribe	Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2022	2025	3
Caribe	Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	GRUPO ENERGIA BOGOTÁ	2023	2026	3
Caribe	Carreto 66 kV	CARIBEMAR DE LA COSTA	2024	2027	3
Caribe	Carreto 500 kV	CELSIA COLOMBIA	2024	2027	3
Nordeste	UPME 04-2019 LT La Loma - Sogamoso 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	2023	2026	3
Suroccidental	Subestación Renacer 230/115/34.5 kV	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO	2023	2026	3
Caribe	Subestación Nueva Rio 220/110 kV	AIR- E	2024	2025	1
Caribe	Subestación Nueva Arjona 110/66/13.8 kV y obras asociadas	CARIBEMAR DE LA COSTA	2024	2025	1
Suroccidental	Segundo transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV	Sin promotor asignado	2024	2025	1

Tabla 1-14 Proyectos de impacto, con atraso en su entrada en operación comercial.

Dada la importancia de los proyectos indicados, y teniendo en cuenta que las condiciones restrictivas del sistema tienden a agravarse en el tiempo con el incremento de la demanda y la incorporación de nuevos recursos de generación, se hace un llamado a los agentes responsables de dichas obras y actores incumbentes a tomar las acciones necesarias para dar celeridad a la implementación de estas obras.

2 Nuevas tecnologías en la operación del SIN

La creciente incorporación de recursos basados en inversores introduce nuevas dinámicas operativas y mayores exigencias de seguridad para la operación del sistema eléctrico colombiano. Para afrontar estos desafíos, es crucial identificar y prever los servicios complementarios necesarios para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema, así como contar con herramientas operativas que permitan mitigar fluctuaciones imprevistas, gestionar la variabilidad de las fuentes de energía renovable y asegurar la calidad del suministro eléctrico.

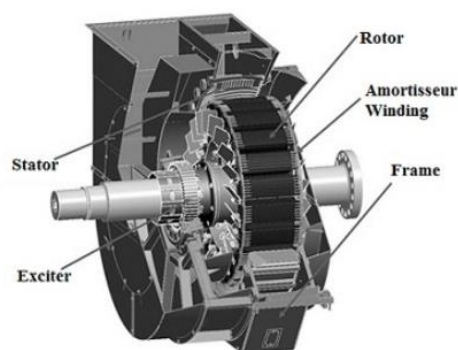
Dadas las características de variabilidad e incertidumbre propias de las fuentes de energía renovable no convencional (FERNC), es esencial disponer de recursos que ofrezcan flexibilidad en potencia. Esto podría lograrse mediante la utilización de los recursos hidráulicos existentes o, en coordinación con la UPME, mediante la incorporación de plantas de generación renovables que integren baterías. Estas baterías permitirían almacenar energía generada durante periodos de alta disponibilidad de sol y viento, para ser utilizada en momentos en que las condiciones meteorológicas reduzcan la capacidad de producción de estas tecnologías.

Finalmente, es fundamental adaptar la red de transporte para aprovechar de manera eficiente la matriz de generación, asegurando la entrada oportuna de proyectos de expansión e identificando nuevas infraestructuras que faciliten el aprovechamiento de los recursos y la atención segura y confiable de la demanda. Además, se debe aumentar la capacidad de importación y exportación de potencia entre áreas y del sistema eléctrico colombiano con otros países.

2.1 Compensadores Síncronos

Un condensador síncrono se asemeja fundamentalmente a un generador conectado al sistema, pero sin inyección de potencia activa. Su respuesta dinámica es similar a la de los generadores síncronos. Mediante la excitación del campo y un regulador de voltaje, puede ajustar automáticamente la potencia reactiva, brindando control sobre la magnitud de tensión en el nodo de conexión. Frente a fallas en la red, estos compensadores síncronos contribuyen con corrientes de cortocircuito e inercia, superando a otras tecnologías como STATCOM y SVC tecnologías que, al basarse en electrónica de potencia, carecen de esta capacidad.

Una ventaja adicional de los compensadores síncronos con respecto a otros equipos de compensación radica en su mayor eficacia. Esto se debe a su curva de operación, que les permite funcionar en un rango de tensiones más amplio, incluso en condiciones de baja tensión.



Fuente: <https://www.elprocus.com/synchronous-condenser/>

Figura 2-1 Compensador síncrono

Los compensadores síncronos abordan diversos desafíos que enfrenta el sistema eléctrico colombiano ante la creciente penetración de energías renovables; como son, disminución en el aporte de potencia de cortocircuito y niveles de inercia del sistema. Su presencia permite que el

sistema opere de manera estable, posibilitando así avanzar en el proceso de descarbonización e inserción de más energía renovable, sin comprometer la seguridad y la estabilidad del SIN.

Nota: Para aumentar los beneficios de los compensadores síncronos a estos puede acoplarse un volante de inercia (*Flywheel*).

Ubicación y capacidad

Durante la planificación de la expansión, es esencial identificar de manera clara las necesidades de compensación reactiva, fortaleza de red e inercia. A partir de estas condiciones particulares, se deben definir cuidadosamente aspectos como el número de compensadores síncronos a instalar, su capacidad y ubicación. Estos detalles requieren un estudio detallado desde la fase de planificación de la expansión, ya que desempeñan un papel fundamental en el rendimiento eficaz del dispositivo a instalar.

Ubicación: en el control de potencia reactiva es premisa ubicar la compensación cerca a los centros de carga o requerimientos reactivos, lo que hace que la respuesta sea más óptima y rápida.

Capacidad: es determinante para gestionar los requerimientos reactivos y hacer un control efectivo de la tensión en estado estacionario y transitorio.

Ubicación y capacidad: el mejor compromiso de estas características permite mantener una condición segura de tensión y disminuir la congestión de la red por circulación de potencia reactiva.

2.2 Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB

Los dispositivos SAEB pueden considerarse como soluciones para mitigar los problemas ocasionados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN, o para reducir el impacto de los retrasos en la expansión de la red. Esto se debe a que los tiempos de instalación de los SAEB son menores en comparación con la construcción de infraestructura tradicional. Estos equipos son recursos basados en inversores, al igual que las FERNC (solar y eólico), con la ventaja de que su operación es independiente de la disponibilidad de viento y radiación solar.

Gracias a su capacidad de inyección de potencia activa y reactiva, los SAEB pueden reducir la carga de los elementos del sistema, como líneas de transmisión y transformadores, además de proporcionar soporte de tensión al sistema a partir de su curva de capacidad PQ la cual debe cumplir los requerimientos establecidos en la regulación aplicable, en especial de la resolución CREG 098 de 2019 y el acuerdo CNO 1354 de 2020.

Uso para los SAEB en el SIN colombiano:

- **SAEB para alivio de restricciones eléctricas.** Cuando se tienen sobrecargas en los equipos de transmisión en estado estacionario, la inyección de potencia activa en los nodos adecuados permite reducir la carga de los equipos a valores permisibles. Este uso considera la entrega de potencia para aliviar valores de sobrecarga en equipos.
- **SAEB para alivio de restricciones operativas.** Previendo o ante la ocurrencia de contingencias y sobrecargas en equipos, la inyección de potencia activa en los nodos adecuados permite evitar la sobrecarga de equipos. Este uso considera la entrega de potencia del SAEB para evitar que se presente sobrecarga en equipos ante contingencias.

Para la operación, los SAEB se considerarán como un elemento adicional para el control de restricciones en el SIN, permitiendo su uso mediante automatismos o a través de recomendaciones para la entrega de energía desde los procesos de despacho, redespacho y operación.

Beneficios del almacenamiento de energía con baterías:

El uso de SAEB es cada vez más común en países con una alta integración de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica. Estas tecnologías han avanzado significativamente, destacando innovaciones como las baterías con tecnología Grid-Forming.

Estas innovaciones permiten que los sistemas de almacenamiento desempeñen un papel más activo en mantener la confiabilidad, estabilidad y seguridad operativa de la red eléctrica, facilitando la integración de energías renovables y contribuyendo en la modernización de los sistemas de potencia.

Se recomienda a la UPME explorar los diversos beneficios que estos sistemas pueden aportar a la operación de los sistemas de potencia, entre los cuales se incluyen:

- Aplanamiento de la curva de carga y estrategias de Peak Shaving: Facilitan la gestión de la demanda máxima durante los periodos de mayor consumo, reduciendo picos de carga.
- Integración de energías renovables: Almacenan energía cuando la fuente primaria, como la luz solar o el viento, está disponible, y la liberan durante los periodos de ausencia del recurso. Esto disminuye la dependencia de fuentes fósiles, como la generación térmica.
- Mejora de la estabilidad de la red: Los SAEB pueden ofrecer servicios como regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y tensión, contribuyendo a la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.
- Reducción de costos operativos: Optimizan el uso de la infraestructura existente y evitan la activación de restricciones eléctricas y operativas.
- Capacidad de Black Start: Proveen potencia al sistema durante procesos de restauración o restablecimiento tras apagones.
- Fiabilidad y disponibilidad: Al no depender de combustibles, los SAEB son recursos altamente confiables, independientemente de la condición energética.
- Flexibilidad operativa: Pueden ubicarse estratégicamente en diferentes puntos de la red eléctrica, facilitando la restauración del servicio y mejorando su adaptabilidad.
- Aporte de corriente de cortocircuito: Ayuda a mantener la fortaleza y estabilidad de la red.
- Provisión de inercia al sistema: Las baterías con tecnología Grid-Forming pueden emular la inercia de los generadores síncronos tradicionales, estabilizando la frecuencia ante cambios bruscos en la carga o generación.

A la CREG se recomienda desarrollar normativas que faciliten la incorporación de los SAEB al SIN asegurando su compatibilidad y eficiencia dentro del SIN. Además, de fomentar la investigación y desarrollo de proyectos que evalúen el desempeño y los beneficios de los SAEB en diferentes escenarios operativos.

2.3 *Sistemas de transmisión en HVDC*

Las redes de transmisión y distribución en corriente alterna constituyen el 100 % de la red de energía eléctrica en Colombia. Sin embargo, el crecimiento de la red y la alta penetración de energías renovables han traído nuevos retos para la transmisión de potencia a grandes distancias y en áreas topológicamente complejas. Esto ha llevado a incursionar en el análisis del uso de conductores en corriente continua (DC) para la transmisión de potencia de alta tensión.

La tecnología HVDC tiene la capacidad de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias sin problemas de tensión o estabilidad. Permite la conexión remota de generación o carga en zonas aisladas y facilita la conexión de redes eléctricas que operan en diferentes frecuencias. Además, es ideal para la integración de fuentes de energía renovable, como parques eólicos y solares, y se utiliza en plataformas marinas y para el cableado submarino. Los sistemas HVDC ofrecen un control rápido y preciso de las transferencias de potencia, proporcionando una mayor eficiencia en la transmisión de energía y menores pérdidas en comparación con la transmisión en corriente alterna. También requieren menores anchos de servidumbres para una potencia determinada, lo que reduce el impacto ambiental y los costos de adquisición de terrenos.

La implementación de sistemas HVDC en Colombia traerá nuevos retos, incluyendo la planeación, especificación y dimensionamiento, donde podrá ser necesario utilizar herramientas de análisis tanto fasorial (RMS) como en el dominio del tiempo (EMT). Se deberán implementar nuevos criterios y procedimientos de análisis ajustados a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, se requerirá un nuevo marco normativo y regulatorio que contemple las particularidades de los sistemas HVDC. Finalmente, y como reto adicional están los estudios de coordinación y protección para garantizar una operación segura y confiable del sistema.

Los tipos de conexión en sistemas HVDC incluyen el monopolar y el bipolar. El sistema monopolar se utiliza principalmente en conexiones submarinas. Por otro lado, el sistema bipolar consiste en dos polos con dos terminales convertidoras en cada extremo. Un polo está en polaridad positiva respecto

a tierra, mientras que el otro está en polaridad negativa respecto a tierra. Estos sistemas pueden utilizar tierra o un retorno metálico para cerrar el circuito.

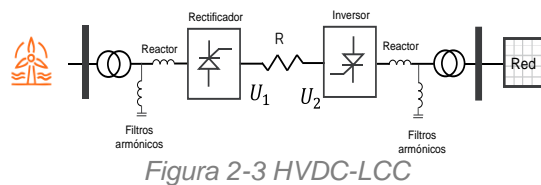
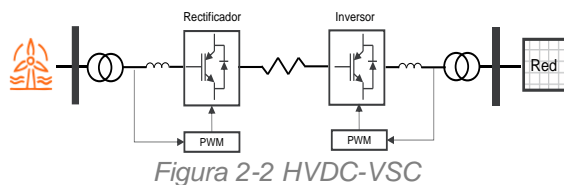
Las tecnologías predominantes de HVDC son:

2.3.1 HVDC-LCC Line Commutated Converter.

- Mayor experiencia operativa a nivel mundial. Aplicado ampliamente en sistemas de potencia para cubrir grandes distancias.
- Funciona a partir de la conmutación de válvulas de tiristores, facilitado por la propia tensión alterna del sistema de potencia exportador e importador, de ahí su nombre HVDC LCC, convertidor conmutado por línea.
- Suelen brindar mayor capacidad de transportar potencia.
- Controla potencia activa, pero no realiza control de potencia reactiva sin la ayuda de elementos externos.
- Requiere una red AC fuerte, con un SCR mínimo de 2, que permita la conmutación de las válvulas de tiristores. Si el sistema es débil, se deben instalar condensadores sincrónicos que aumenten el nivel de cortocircuito en la barra AC o compensación serie en la convertidora.
- Requiere entre el 50% y 60% de potencia reactiva respecto de la potencia activa, en cada terminal y equipos de maniobra para conectar y desconectar filtros y condensadores estáticos conforme sea necesario. Esta potencia reactiva es provista localmente ocupando parte importante espacio en la subestación.
- Por su requerimiento reactivo, en redes débiles, puede generar problemas de inestabilidad de tensión.
- No cuenta con capacidad Black Start.
- HVDC LCC inyecta corrientes armónicas, siendo las componentes 11, 13, 23 y 25 las más relevantes por lo que se requieren filtros de armónicos AC para evitar la distorsión del voltaje y su efecto en las cargas.

2.3.2 HVDC-VSC Self Commutated Voltage Sourced Converter (SCC / VSC).

- La tecnología HVDC VSC o de convertidor fuente de tensión es más reciente y funciona con válvulas de semiconductores de conmutación forzada (como son los IGBTs). Estos IGBT actúan como interruptores de alta velocidad. El principio fundamental de la tecnología convertidora VSC es la creación de una tensión senoidal AC de magnitud y fase controlable, esto permite controlar potencia tanto la magnitud de transmisión de potencia activa como reactiva.
- Gracias a la capacidad de los semiconductores puede operarse en redes débiles y en sistemas aislados. No requiere de tensión AC para conmutar las válvulas.
- Puede crear una tensión sinodal con muy bajo contenido armónico por lo que puede no requerir la instalación de filtros AC.
- Control de potencia activa y reactiva. Puede inyectar o absorber potencia reactiva y con ello controlar la tensión en las terminales del sistema AC.
- Gracias a las características de activación de los semiconductores, el sistema HVDC VSC no requiere de tensión AC para conmutar las válvulas.
- Cuenta con capacidad Black Start.



2.3.3 Sistemas HVDC multiterminal.

En Colombia, la operación de un enlace HVDC que conecte la subestación Colectora 500 kV con una subestación como Primavera 500 kV permitirá trasladar el potencial eólico y solar de La Guajira y el área Caribe hacia un punto de alta concentración de carga, generando múltiples beneficios para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como se detalla en la sección 3.3.3.8. Sin embargo, en un sistema eléctrico en expansión y modernización como el colombiano, donde se proyecta un cambio significativo en la matriz energética, depender de un único enlace HVDC podría no ser suficiente ni eficiente a largo plazo. Se estima que la participación de fuentes renovables (solar fotovoltaica y eólica) pasará de aproximadamente el 10 % en marzo de 2025 a más del 40 % para 2033. Además, los análisis de largo plazo (informes IPOELP) han identificado que, incluso con la incorporación de nuevos proyectos de generación y la expansión de la red, persistirán restricciones eléctricas y operativas. Estas limitaciones podrían afectar la capacidad de importación y exportación de potencia entre diversas áreas del SIN y generar condiciones de curtailment, restringiendo el aprovechamiento de la generación renovable debido a insuficiencias en la capacidad de transmisión.

El sistema eléctrico colombiano se caracteriza por la coexistencia de nodos con alto potencial de generación (tanto síncrona como asíncrona) y otros con alta concentración de demanda. En este contexto, el desarrollo de una red HVDC multiterminal, capaz de conectar múltiples puntos de generación y carga dentro del SIN, representaría una solución estratégica con importantes beneficios en términos de flexibilidad operativa y confiabilidad. A diferencia de un sistema HVDC punto a punto tradicional, los sistemas multiterminal cuentan con redundancia, lo que los hace más seguros.

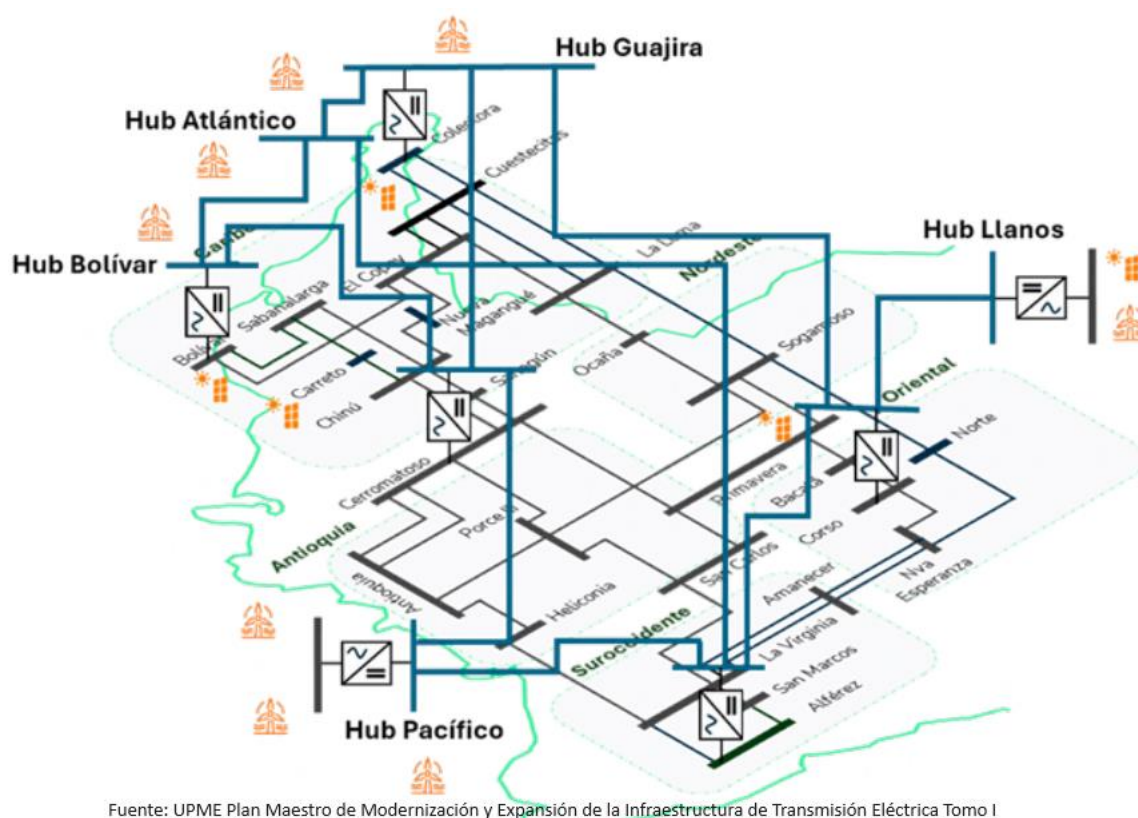


Figura 2-4 Diagrama esquemático red HVDC Multiterminal integrada con red HVAC en Colombia

La integración de tecnología HVDC con la red de corriente alterna (HVAC) mejora la capacidad de control de las variables del sistema. La red DC VSC, al tener un mayor control de la tensión en cada terminal DC, podría a su vez mejorar el control de tensión del sistema AC. La red DC puede brindar amortiguamiento adicional (POD) en caso de oscilaciones de potencia en la red de AC, disminuyendo el riesgo de inestabilidad angular. Además, la red DC puede proveer inercia sintética en caso de usar

tecnología de control Grid Forming. La operación de una red que integra la red AC y DC fortalecería la resiliencia del sistema. Para el caso particular del sistema eléctrico colombiano, además de los beneficios mencionados, permitiría aumentar la capacidad de intercambio de potencia entre distintas áreas del SIN y aprovechar mejor el potencial renovable. Al reducir la congestión de la red AC, se reduciría su requerimiento propio de potencia reactiva para mantener la tensión de operación en transmisión a gran escala, lo que se reflejaría en una disminución en el requerimiento de unidades para soporte de tensión y en una reducción de pérdidas, logrando una operación del sistema más segura, confiable y eficiente desde el punto de vista económico.

La implementación de redes HVDC multiterminal se perfila como una alternativa estratégica que impulsa la innovación y el desarrollo tecnológico en el sector energético colombiano. Esto permitiría un mayor aprovechamiento de los recursos renovables del SIN y abriría la posibilidad de futuras interconexiones con países de Centro y Sudamérica.

2.4 Simulaciones EMT

El sistema eléctrico colombiano atraviesa un proceso de modernización y transformación en el que se espera una transición energética significativa. Actualmente, la participación de las fuentes renovables solares fotovoltaicas y eólicas en la matriz de generación de energía eléctrica es del 10 % (condición 2025, considerando plantas en pruebas iniciales), y se proyecta que supere el 40 % para 2033. Para acompañar este cambio, en el sistema se incorporarán nuevas tecnologías como sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB), compensadores síncronos y transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC), según lo establecido en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica de la UPME.

La creciente integración de equipos basados en inversores y electrónica de potencia plantea desafíos en diversas áreas, como el planeamiento y la simulación del sistema, el dimensionamiento de equipos, la coordinación de protecciones y la evaluación de su impacto en la estabilidad de la red, tanto en condiciones normales como durante eventos transitorios. Estos retos hacen evidente la necesidad de herramientas avanzadas de análisis que permitan estudiar fenómenos como redes débiles, recuperación lenta inducida de tensión ante fallas (Fault-Induced Delayed Voltage Recovery – FIDVR), huecos de tensión, cortocircuitos, inercia y respuesta en frecuencia, entre otros.

Tradicionalmente, los operadores del sistema de transmisión han utilizado simulaciones en el dominio fasorial (Phasor-Domain Transients – PDT), también conocidas como simulaciones RMS, para predecir el comportamiento del sistema eléctrico ante contingencias. Este enfoque ha sido adecuado para redes con alta generación síncrona convencional y una participación limitada de recursos basados en inversores (Inverter-Based Resources – IBR). Sin embargo, a medida que los IBR aumentan su presencia en el sistema, las simulaciones RMS pierden precisión, ya que no pueden capturar con suficiente fidelidad las dinámicas rápidas asociadas a los sistemas de control de estos dispositivos. Ante este nuevo panorama, se vuelve crucial adoptar metodologías más avanzadas de análisis, donde las simulaciones de transitorios electromagnéticos (Electromagnetic Transient – EMT) juegan un papel clave. Este tipo de simulaciones resuelven las ecuaciones diferenciales que describen las dinámicas del sistema en el dominio del tiempo, permitiendo calcular valores instantáneos de tensión y corriente y considerar el comportamiento dinámico de los elementos pasivos de la red. Como resultado, las simulaciones EMT pueden representar con mayor precisión los fenómenos electromagnéticos asociados a la modernización del sistema de potencia.

Las simulaciones EMT han sido utilizadas desde hace décadas en estudios específicos, como el diseño de equipos FACTS y HVDC, el análisis de oscilaciones subsíncronas y la coordinación de aislamiento en subestaciones. Sin embargo, estos análisis se han limitado a pequeñas porciones del sistema debido al alto esfuerzo computacional que requieren. A medida que la generación renovable sigue creciendo, se vuelve indispensable realizar simulaciones EMT a gran escala para evaluar las interacciones entre los IBR y el sistema eléctrico en su conjunto. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, las simulaciones EMT a gran escala presentan desafíos importantes, como el elevado costo computacional y alto tiempo de simulación, además de requerirse recurso humano capacitado, modelos EMT validados o específicos por los fabricantes, todos esto acompañado por el desarrollo de nuevos estándares, regulaciones y normativas que permitan su implementación en el sistema eléctrico colombiano.

Consciente de la relevancia de este tipo de simulaciones para la transición energética, el CND se viene preparando para incorporar de manera progresiva los estudios del sistema eléctrico nacional. Sin embargo, para lograr esta meta, es necesario un esfuerzo conjunto entre los diferentes actores del sector. Además, se requiere establecer requisitos normativos a los operadores y promotores de proyectos con IBR y electrónica de potencia a proporcionar modelos específicos de fabricante, asegurando así una mejor representación de estos equipos en los estudios del sistema.

En la Figura 2-5 y la Figura 2-6, se presenta la respuesta de una línea HVDC con tecnología LCC simulada en herramientas RMS y EMT. Para este evento, las respuestas difieren totalmente entre ambas simulaciones, mostrando estabilidad para el caso RMS e inestabilidad para el caso EMT. Además, para el caso EMT se observa una falla de conmutación en la línea, mientras que en el caso RMS la línea continua con su transferencia.

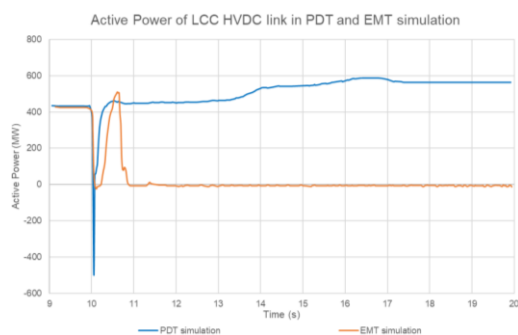


Figura 2-5 Potencia activa en punto de conexión del enlace HVDC

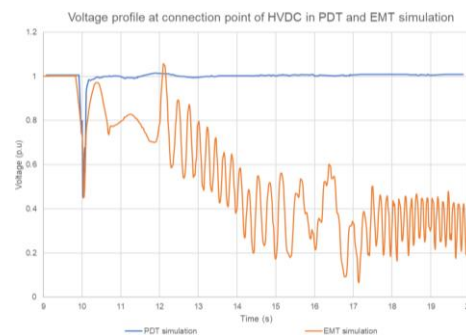


Figura 2-6 Perfil de tensión en el punto de conexión del enlace HVDC

Tomado de CIGRE WG C4.56. Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation. Technical Brochure 881. 2022.

Estos ejemplos demuestran cómo la simulación EMT permite emular de manera más precisa las dinámicas presentes en un sistema de potencia con recursos basados en inversores y electrónica de potencia. Este enfoque es especialmente relevante para el sistema proyectado en Colombia, donde se prevé la implementación de nuevas tecnologías y alta penetración de recursos solares fotovoltaicos y eólicos.

3 Área Caribe

El área Caribe está compuesta por las subáreas: Atlántico, Bolívar, Córdoba – Sucre, Cerromatoso y Guajira – Cesar – Magdalena (GCM).

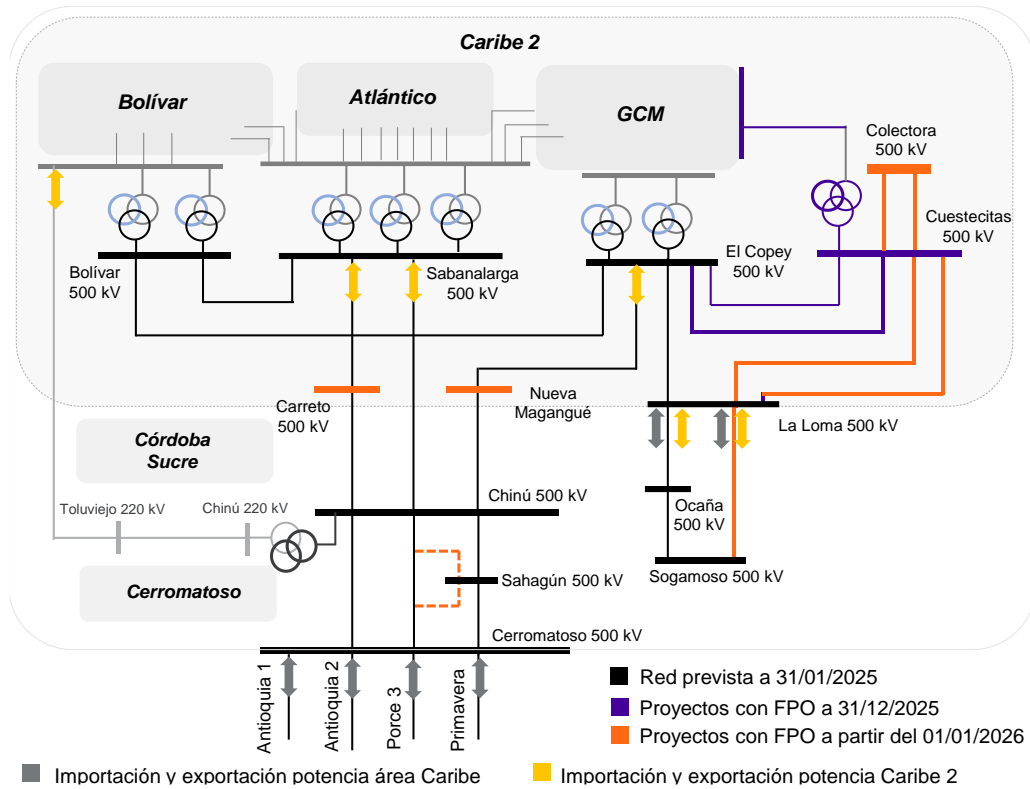


Figura 3-1 Red actual y futura del área Caribe

• Evolución pronosticada de la demanda

Según la proyección de la UPME, la demanda máxima de potencia del área Caribe para el año 2025 será del orden de 3553 MW y para finales de 2035 alcanzará los 4880 MW.

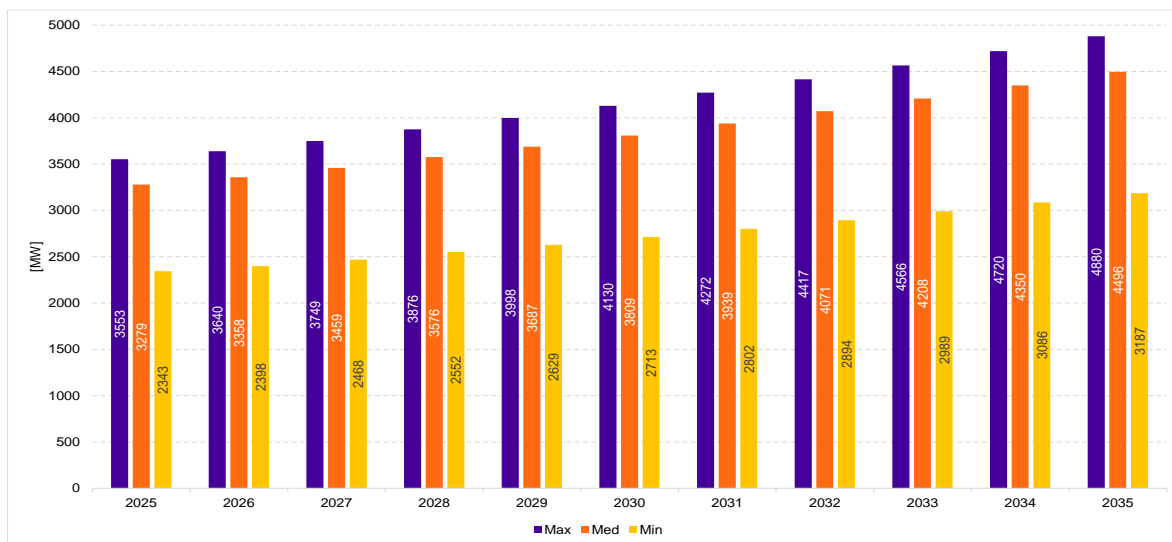


Figura 3-2 Evolución de la demanda [MW] - Área Caribe 2025 – 2035

Este crecimiento plantea desafíos significativos en la adecuada operación del área, ya que se han identificado restricciones eléctricas y operativas asociadas al incremento de la demanda, incluyendo sobrecargas en los elementos del sistema, bajos niveles de tensión en algunos nodos del STR y la activación de restricciones operativas. Por lo que es crucial que los proyectos de expansión diseñados para eliminar estas restricciones entren en operación en la FPO programada o incluso antes. Esto garantizará el impacto esperado en términos de seguridad y confiabilidad del sistema, evitando que se incremente el impacto de las restricciones actuales y que surjan nuevas limitaciones operativas.

• **Evolución capacidad de generación**

Para el año 2026 se espera que la capacidad instalada de generación del área Caribe alcance aproximadamente 10819 MW. De este total, 3772 MW corresponde a recursos térmicos, 338 MW a hidráulicos, 4346 MW a solares y 2364 MW eólicos. De entrar los proyectos con FPO entre el 2026 y 2033, la capacidad de generación del área aumentaría a 13958 MW.

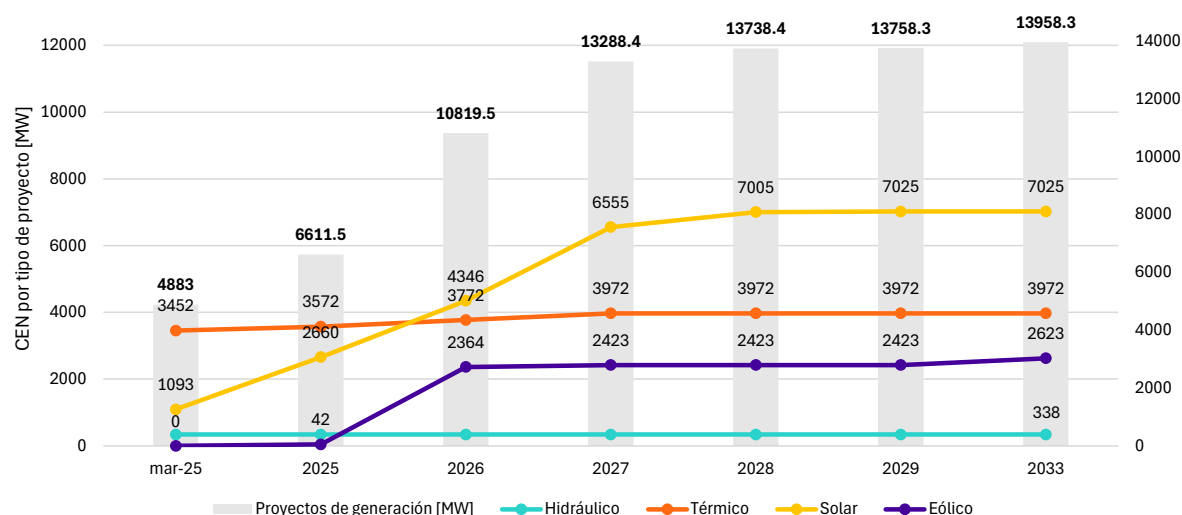


Figura 3-3 Aumento capacidad de generación por proyectos del área Caribe

• **Condición de emergencia subárea GCM**

En la subárea GCM se ha identificado la susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR⁵), por lo que dicha subárea fue declarada en condición de emergencia desde abril de 2022. Declaración que se mantendrá activa hasta que entren en operación proyectos que mitiguen la susceptibilidad a la ocurrencia de dicho fenómeno, como pueden ser entre otros, la entrada en operación de los compensadores síncronos distribuidos en el STR de la subárea GCM.

• **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: El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV (subárea GCM), Gambote 66 kV (subárea Bolívar) y San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV y Mompox 110 kV (subárea Córdoba Sucre).

⁵ El fenómeno (FIDVR por sus siglas en inglés), se refiere a un retraso en la recuperación de la tensión, luego de un evento transitorio del sistema que produzca una caída de tensión (falla, etc.). El efecto de baja tensión de forma prolongada provoca altos consumos de corriente y potencia reactiva, lo que puede causar desconexión de carga por actuación de protecciones, eventos en cascada e incluso llevar a inestabilidad de voltaje.

3.1 Evolución capacidad de transferencia de potencia

La capacidad de importación y exportación de potencia se define para cada condición particular, a partir del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad, tanto en red completa como ante contingencia sencilla. Los valores presentados son indicativos dados los supuestos del cálculo: red completa y entrada de los proyectos de expansión en su FPO programada.

3.1.1 Evolución capacidad importación de potencia área Caribe

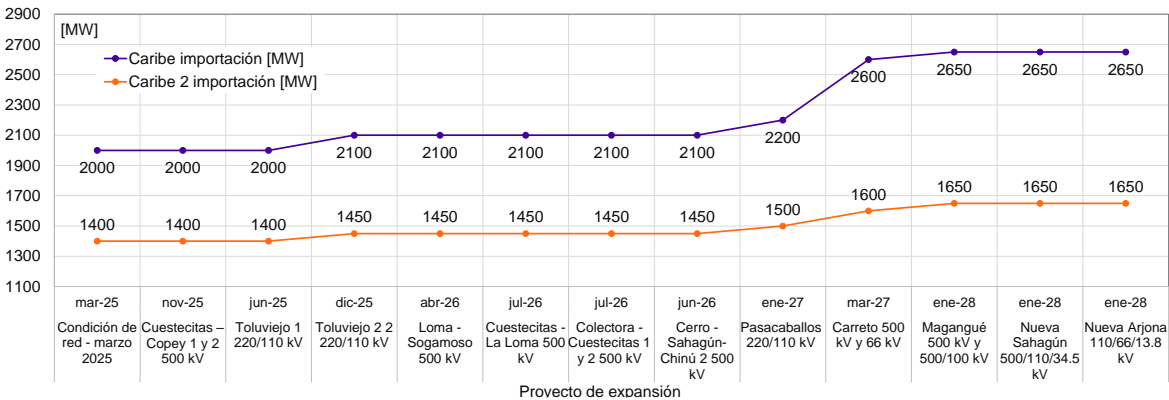


Figura 3-4 Evolución capacidad de importación de potencia área Caribe

- A marzo de 2025 la capacidad de importación de potencia del área Caribe es de hasta 2000 MW, limitada por el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de tensión a 0.8 p.u. en un tiempo no mayor a 500 ms en nodos radiales de la subárea Bolívar y Córdoba Sucre, ante contingencia sencilla en circuitos de la red 500 kV, en especial de Chinú – Sahagún 500 kV.
- En junio de 2025, con la entrada en operación del proyecto Toluviejo 220/110 kV, la restricción antes mencionada se mitiga, con lo que aumenta la capacidad de importación del área hasta 2100 MW y la de Caribe 2 hasta 1450 MW.
- En enero de 2027, con la entrada de Pasacaballos 220/110 kV y la reconfiguración del circuito Cerromatoso – Chinú 2 500 kV a Cerromatoso – Sahagún 2 y Sahagún – Chinú 2 a 500 kV, la capacidad de importación del área Caribe sube a 2200 MW y la de Caribe 2 a 1500 MW.
- En marzo de 2027, con la entrada en operación del proyecto Carreto 500 kV y Carreto 66 kV, aumenta la fortaleza de tensión en nodos de Córdoba – Sucre 66 kV mejorando su capacidad para recuperar la tensión ante fallas, y así aumentar la capacidad de importación de potencia del área Caribe hasta 2600 MW y la de Caribe 2 hasta 1600 MW. Siendo la limitante el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de tensión de Gambote 66 kV y Mompox 110 kV ante contingencia sencilla, en particular de un circuito Chinú – Sahagún 500 kV, Chinú - Carreto 500 kV.
- En el año 2028, con la entrada de los proyectos Magangué 500/110 kV mejora la fortaleza y perfil de tensión del nodo Mompox 110 kV, con lo que la capacidad de importación de Caribe y Caribe 2 aumenta a 2650 y 1650 MW respectivamente.
- Con la entrada de las subestaciones Nueva Sahagún 500/110 kV y Nueva Arjona 110/66 kV, se observa una mejora en la recuperación de tensión en algunos nodos. Sin embargo, la respuesta transitoria de tensión ante fallas en elementos de la red sigue siendo una limitante en otros nodos, tales como:
 - ✓ GCM: Riohacha, Libertador, Manzanares, Gaira, Bureche a 110 kV, entre otros.
 - ✓ Atlántico: Juan Mina, Malambo, Norte a 110 kV, entre otros.
 - ✓ Bolívar: Gambote a 66 kV.
 - ✓ Córdoba – Sucre: El Carmen, Zaragocilla a 66 kV, entre otros.

Se recomienda al OR y a la UPME definir proyectos que faciliten el cumplimiento de los criterios de tensión en dicho nodo.

3.1.2 Evolución capacidad exportación de potencia área Caribe

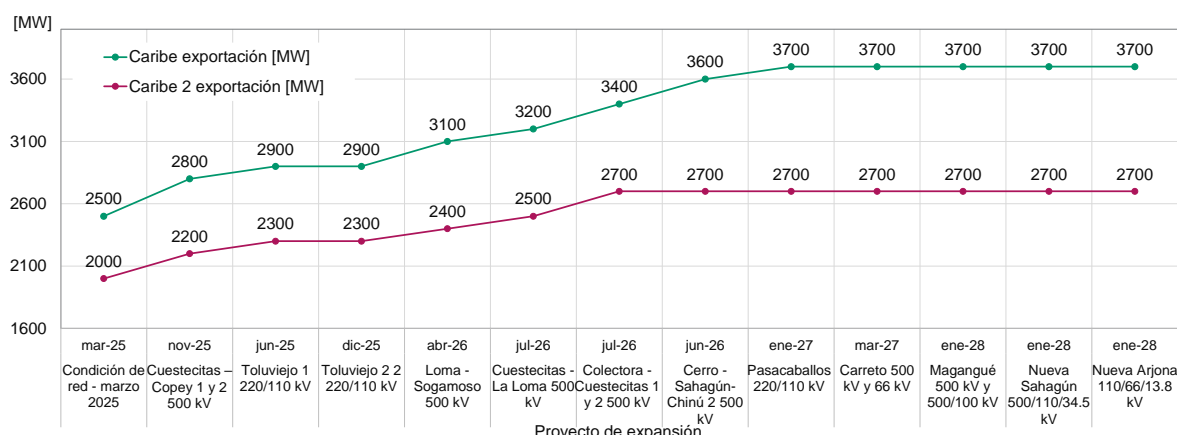


Figura 3-5 Evolución capacidad de exportación de potencia área Caribe

A marzo de 2025 la capacidad de exportación del área Caribe es 2500 MW, limitada por el cumplimiento de restricciones eléctricas y operativas de la red, y el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos del área tanto en red completa como ante contingencia sencilla.

Entre los años 2025 y 2027 materializada la entrada de los circuitos asociados a los proyectos Colectora 500 kV y Cerromatoso – Sahagún y Sahagún – Chinú 2 a 500 kV la capacidad de exportación de potencia alcanza un valor entre 3400 y 3700 MW y para Caribe 2 entre 2600 y 2700 MW. La limitación a la exportación se relaciona con:

- Satisfacer los requerimientos de potencia reactiva de la red y mantener condiciones seguras y estables de tensión en los nodos del área, tanto en condiciones de red completa como ante contingencias sencillas en especial de circuitos de la red 500 kV como Chinú – Sahagún 500 kV.
- Si bien existen restricciones dentro de las subáreas del Caribe que pueden limitar ciertos escenarios de generación, hay un grupo de restricciones de nivel 1 que se activan ante escenarios de alta exportación del área del Caribe. Entre estas restricciones están:
 - ✓ Ocaña 1 500/230 kV / Ocaña 4 500/230 kV.⁶
 - ✓ Ocaña 4 500/230 kV / Ocaña 1 500/230 kV
 - ✓ Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV
 - ✓ Alto requerimiento reactivo para mantener tensión de operación segura, en red completa o n-1.

Es de resaltar que para un aumento efectivo de la capacidad de exportación se requiere, además de eliminar las restricciones de nivel 1 antes citadas, eliminar las restricciones de nivel 2 que podrían activarse, entre estas:

- ✓ La Loma - Sogamoso 500 kV / La Loma - Ocaña 500 kV, corte aproximado 2000 MW
- ✓ Cerromatoso - Primavera 500 kV / Porce 3 - San Carlos 500 kV, corte aproximado 2100 MW.

⁶ El balance de generación entre recursos de Caribe 2 y Caribe 1, impacta la activación de esta restricción por lo que también impacta la magnitud segura de exportación.

3.2 Evolución restricciones por año área Caribe

El número de restricciones por año y su evolución es indicativo dados los supuestos del estudio: materialización de los proyectos de expansión en la FPO programada, parámetros técnicos y factores de distribución de la demanda.

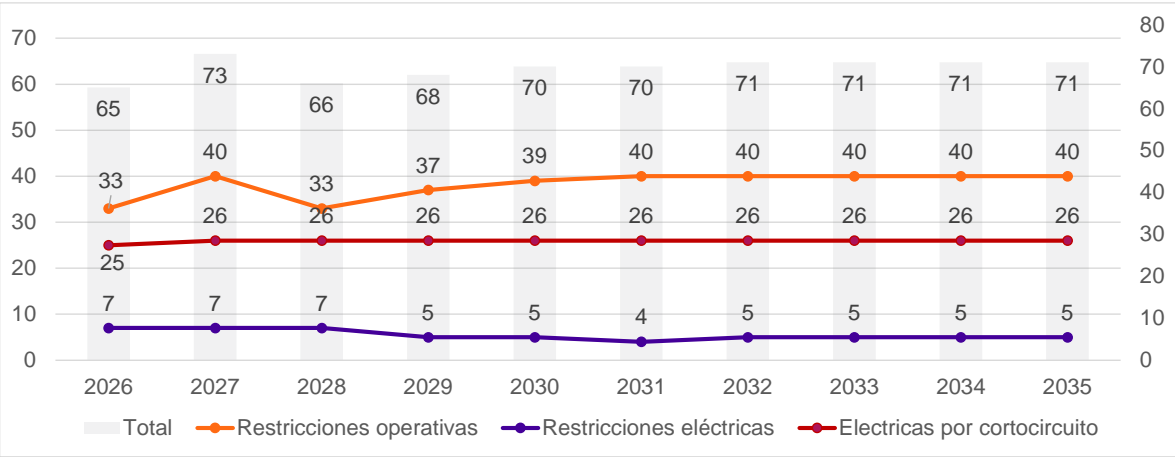


Figura 3-6 Evolución esperada en el número de restricciones - Área Caribe

3.2.1 Tabla con evolución de las restricciones.

Consideraciones:

Las restricciones operativas se presentan en la forma: **Equipo A / Equipo B**, las cuales se leen: de materializarse la N-1 del equipo A, se sobrecarga el Equipo B, además se presentan las recomendaciones operativas más relevantes para mitigar cada restricción.

Las restricciones en alerta se presentan con una (A), y se refiere a las restricciones que han sido declaradas por el CND en estado de Alerta al ser dependientes de demanda, no controlables con generación, y para su control están contra esquema suplementario ESP.

Las restricciones en Emergencia se presentan con una (E), y resaltadas en color rojo, y se refiere elementos que en condición de red completa pueden presentar sobrecarga o tensión inferior al valor inferior regulatorio de 0.9 p.u., que son dependientes de demanda y no controlables con generación, por lo que pueden programar DNA para su control.

Las restricciones eléctricas presentadas pueden ser por sobrecarga, tensión fuera de rango en condición de red completa, o superación capacidad de cortocircuito.

Restricciones de la subárea Atlántico

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Flores 10 220/110 kV / Termoflores II - Oasis 110 kV (Termoflores acople abierto)	200						Con Termoflores desacoplado, tiene ESPS. Balance de generación Flores IV, Flores I, Tebsa, Barranquillas.	No hay proyecto
2	Termoflores - Oasis 2 110 (Termoflores acople abierto)	160						Con Termoflores desacoplado, limita generación de Flores I, Flores IV.	
3	El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV (E)	50						Por demanda, riesgo de DNA.	TDC de AIR-E Magdalena y Palermo 110 kV
4	Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV (E)	60						Por demanda, riesgo de DNA.	No hay proyecto
5	Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV (E)	60						Por demanda, riesgo de DNA.	
6	Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5 kV (E)	120						Por demanda, riesgo de DNA.	
7	Silencio 5 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5 kV (E)	120						Por demanda, riesgo de DNA.	
8	Caracolí - Malambo 1 110 kV / Caracolí - Malambo 2 110 kV	110						Balance generación conectados a Caracolí 110 kV	
9	Sabanalarga 2 500/220 kV / Sabanalarga 1 500/220 kV y Sabanalarga 3 500/220 kV	930						Balance generación recursos Caribe 2 y en Sabana 500 kV	
10	Galapa – Caracolí 110 kV/Juan Mina – Nueva Barranquilla 110 kV	75						Demanda, control limitando generación en Juan Mina y Galapa 110 kV.	
11	Sabana 9 220/115 kV / Sabana 1 220/110 kV	105						Por demanda, control aumento generación recursos conectados en Sabanalarga 110 kV	
12	Tebsa - Caracolí 1 220 kV / Tebsa - El Río 1 220 kV	390						Control bajar generación en Tebsa y Nueva Barranquilla, aumentar en Flores I y IV	
Agotamiento capacidad cortocircuito									
13	Tebsa 220 kV							Según número de recursos en línea.	No hay proyecto
14	El Río 110 kV								
15	Flores 110 kV								
16	Oasis 110 kV								
17	Flores 220 kV								
18	Sabanalarga 220 kV								
19	Silencio 110 kV								
20	Centro 110 kV								
21	Tebsa 110 kV								
22	TermoFlores 110 kV								
23	Nueva Magdalena 110 kV								
24	Barranquilla 220 kV								
25	Unión 110 kV								
26	Estadio 110 kV								

Tabla 3-1 Evolución restricciones Atlántico ante entrada de proyectos.

Restricciones de la subárea Bolívar

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	La Marina - Chambacú 66 / Bosque - Chambacú 1 66 kV (A)	67							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga	TDC de Chambacú a la Marina 66 kV
2	Bosque - Chambacú 66 kV / La Marina - Chambacú 66 kV (A)	67								
3	Bosque - La Marina 66 / Bosque - Chambacú 1 66 kV	80								
4	Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV (A)	60								
5	Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV (A)	60								
6	Baja tensión Gambote 66 kV y sobrecarga Tenera – Gambote 66 kV (E)	30							Por demanda, riesgo de DNA.	Carreto 500 kV y 66 kV
7	Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV (A)	38							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga.	No hay proyecto. Los TDC a Campestre y Turbaco no son suficientes
8	Carreto - Sabana 500 kV / Gambote - Tenera 66 kV.	400							Control balance recursos al interior de Bolívar.	Arjona 110/66 kV y obras asociadas: Traslados de carga de Gambote y aumento capacidad del circuito Tenera – Gambote 66 kV
9	Carreto - Gambote 1 66 / Tenera - Gambote 1 66 kV.	30							Por demanda, riesgo de DNA.	
10	Carreto - Gambote 1 66 / Baja tensión en Gambote 66 kV	30								
11	Tenera - Gambote 1 66 kV / Baja tensión en Gambote 66 kV	30								
12	El Carmen - Zambrano / Baja tensión Zambrano 66 kV								Por demanda, riesgo de DNA.	No hay proyecto
13	Toluviejo – El Carmen 66 kV / Baja tensión en Carmen 66 kV									
Agotamiento capacidad cortocircuito										
15	Bosque 66 kV								Según número de recursos en línea.	No hay proyecto
16	Tenera 66 kV									
17	Cartagena 220 kV									
18	Bolívar 220 kV									
19	Cartagena 66 kV									
20	Tenera 220 kV									
21	Candelaria 220 kV									

Tabla 3-2 Evolución restricciones Bolívar ante entrada de proyectos.

Restricciones de la subárea Córdoba Sucre y Cerromatoso

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Sobrecarga de Chinú - Sincé 110 kV y baja tensión en Mompox 110 kV en red completa (E)	75							Por demanda, riesgo DNA.	Nueva Magangué 500/110 kV
2	Sobrecarga de Chinú - San Marcos 110 kV (E)	34							Por demanda, riesgo DNA	Nueva Sahagún 500/110 kV
3	Baja tensión El Carmen, Calamar, Zambrano, San Jacinto 66 kV en red completa y ante contingencia sencilla (E)								Por demanda, riesgo de DNA.	Carreto 500/66 kV
4	Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV (A)	290							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga.	No hay proyecto
5	Interruptor 7020 Chinú 110 kV Barra 1 a Barra 2 / Chinú 1 500/110 kV (A)	150							Por demanda, riesgo de DNA.	No hay proyecto
6	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / baja tensión en Río Sinú 110 kV (E)								Por demanda, no ESPS, riesgo DNA	Nueva Montería – Río Sinú 2 110 kV
7	Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV (A)	75							Por demanda, no tiene ESPS, riesgo de DNA.	Nueva Montería - Río Sinú 2 y Urrá - Tierralta 2 110 kV
8	Río Sinú – Tierra Alta 110 kV / alta tensión Urrá 110 kV y Tierra Alta 110 kV									Río Sinú - Tierralta 2 110 kV
9	Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV (A)	240							limitan generación en Urrá.	Urrá - Tierralta 2 110 kV y Montería - Urabá - Urrá 2 220 kV
10	Urrá - Urabá 230 kV / baja tensión Urabá 220 y 110 kV, Apartado, Nueva Colonia a 110 kV								Por demanda, no ESPS, riesgo DNA.	
11	Chinú – Montería 220 kV / Chinú – Cerete 110 kV	165							Por demanda, no tiene ESPS, riesgo de DNA.	Refuerzo Montería
12	Chinú – Montería 220 kV / baja tensión Montería y Río Sinú 110 kV								Por demanda, riesgo DNA	
13	Sobrecarga transformadores Chinú - 500/110 kV								Por demanda, riesgo DNA	Toluviejo 220/110 kV Magangué 500/110 kV
14	Nueva Montería 1 230/110/Nueva Montería 2 230/110 kV	120							Por demanda, control solar Unión	Montería 3 220/110 kV.
15	Nueva Montería 2 230/110/Nueva Montería 1 230/110 kV	120							Por demanda, subir solar Unión	Montería 3 220/110 kV.
16	Chinú - Coveñas 1 110 kV / baja tensión Coveñas 110 kV								Por demanda, riesgo DNA	Nueva Lorica 110 kV
17	La Mojana - Nva Sahagún 110 kV / Chinú - San Marcos 110 kV	33							Por demanda, riesgo DNA. Subir Solar Taurus y Sierpe	No hay proyecto
18	Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú Planta - Nva Lorica 110 kV.	50							Por demanda, riesgo DNA	No hay proyecto
19	Chinú - Chinú Planta 110 kV / Chinú Planta - Nva Lorica 110 kV	68							Subir Solar San Oro, La tolúa, Pétalo Córdoba II, El Bongo	No hay proyecto
20	Chinú 4 500/230 kV / Nueva Sahagún - Nueva Montería 110 kV	200							Por demanda, riesgo DNA	No hay proyecto
21	Chinú – Montería 220 kV / Nueva Montería - Nueva Sahagún 110 kV	97							Subir Unión, bajar Sierpe y Taurus	No hay proyecto
Agotamiento capacidad cortocircuito										
21	Chinú 110 kV								Según número de recursos en línea.	No hay proyecto
22	Chinú Planta 110 kV									
23	Cerromatoso 110 kV									

Tabla 3-3 Evolución restricciones Córdoba Sucre y Cerromatoso ante entrada de proyectos.

Restricciones de la subárea GCM

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Baja tensión El Banco 110 kV y sobrecarga El Banco - El Paso 110kV (E)								Por demanda, riesgo de DNA.	Nueva Magangué 500/110 kV Compensadores síncronos
2	Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV (E)	52							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga	Nueva San Juan 110 kV
3	Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV (E)	48							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga	Sensible a los TDC a Guatapurí 110 kV
4	Valledupar – Guatapurí LN 599 / Valledupar – Guatapurí LN 513 34,5 kV (A)	26							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga	Se elimina hasta el año 2029, con Bureche 110 kV.
5	Santa Marta 1 220/110/34,5 kV /Santa Marta 9 220/110/34,5 kV + Santa Marta 9 220/110/34,5 kV	155							Por demanda, tiene ESPS por sobrecarga	
	Santa Marta 2 220/110/34,5 kV /Santa Marta 1 220/110/34,5 kV + Santa Marta 9 220/110/34,5 kV									
	Santa Marta 9 220/110/34,5 kV /Santa Marta 1 220/110/34,5 kV + Santa Marta 2 220/110/34,5 kV									
6	Sobrecarga Valledupar 9110/34.5 kV (E)	37							Con demanda mayor a 37 MW en Salguero y sin generación solar en Valledupar 34.5 kV o baja demanda y alta generación	No hay proyecto
7	Santa Marta - Manzanares 110 kV / Santa Marta - Libertador 110 kV	82							Por demanda, no tiene ESPS, riesgo DNA.	No hay proyecto
8	Santa Marta - Libertador 110 kV / Santa Marta - Manzanares 110 kV	82							Por demanda, no tiene ESPS, riesgo DNA.	No hay proyecto
9	Alta tensión en nodos de la subárea GCM en red completa								Demanda Generación	No hay proyecto
10	San Juan 220/110 kV / Guatapurí - Valledupar 1 110 kV	80							Por demanda, no tiene ESPS, riesgo DNA.	Aumento de capacidad Guatapurí - Valledupar 110 kV
11	La Loma 2 110/500 kV / La Loma 1 110/500 kV	180							Alta generación recursos conectados a La Loma 110 kV.	No hay proyecto
12	La Loma 1 110/500 kV / La Loma 2 110/500 kV	180								
13	Sobrecarga en red completa La Loma 1 y 2 110/500 kV	280							Se controla limitando generación conectada a la Loma 110 kV	No hay proyecto
14	Sobrecarga en red completa Cuestecitas 500/220 kV	430							Balance generación	No hay proyecto
15	Santa Marta 1 220/110 / Rio Córdoba - T Puerto Nuevo 1 110	120							Bajar Eólico Cordobita, solar Zawady, Solar Fundación, subir Guajira y Bonda	No hay proyecto
16	Cuestecitas - Uribia 110 kV/ Jepirachi - Puerto Bolívar 110 kV	21							Bajar eólica Guajira I y West	No hay proyecto
17	El Copey - Fundación 2 220 / El Copey - Fundación 1 220	284							Bajar Solar El Copey, recursos en Colectora y Cuestecitas 500 kV	No hay proyecto
Agotamiento capacidad cortocircuito										
18	Copey 220 kV								Según número de recursos en línea.	No hay proyecto
19	Copey 110 kV									

Tabla 3-4 Evolución restricciones GCM ante entrada de proyectos

3.3 Impacto proyectos transmisión área Caribe

3.3.1 Impacto proyectos subárea Bolívar

Se considera en operación: repotenciación Villa Estrella - Bolívar 66 kV

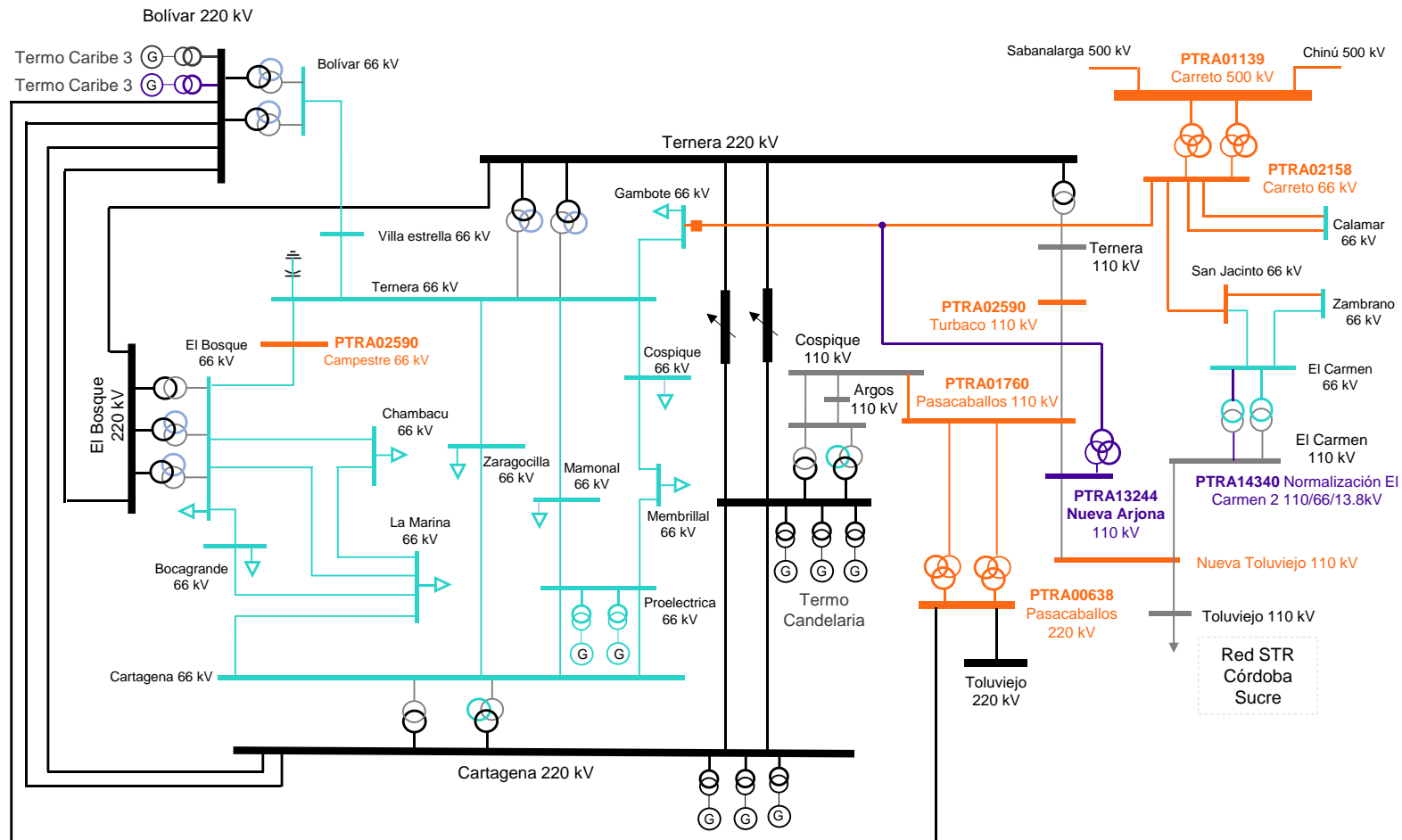


Figura 3-7 Proyectos subárea Bolívar

3.3.1.1 PTR009554 - Tercer transformador subestación Bolívar 500/200 kV

Promotor: GRUPO ENERGIA BOGOTÁ SA ESP **FPO:** 30/06/2026

Impacto: La entrada de este transformador brinda confiabilidad en la transformación Bolívar 500/220 kV, sin embargo, no elimina restricciones o activas nuevas.

3.3.1.2 PTR002446 - Subestación Campestre 66 kV

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 14/12/2026

Descripción: secciona línea Ternera – Bosque 66 kV en Ternera – Campestre – Bosque 66 kV. La subestación Campestre 66 kV tomará las siguientes cargas: 51% de Candelaria, 9% de Ternera, 23% de Zaragocilla y 4% de Bosque. La UPME solicitó a AFINIA con este proyecto aumentar la capacidad del circuito Campestre – Bosque 66 kV a 636 A.

Impacto: Mitiga el impacto de las restricciones:

- Ternera 3 66/13.8/6.9 kV / Ternera 5 66/13.8/6.9 kV
- Ternera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV
- Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Ternera - Zaragocilla 66 kV

3.3.1.3 PTR003325 Nueva subestación Palermo 110 kV

Promotor: AIR-E S.A. E.S.P. **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Subestación Palermo 110 kV, secciona el circuito Tebsa – El Río 110 kV. A esta subestación se realizarán traslado del 28 % de carga de la subestación Magdalena 34.5 kV.

Impacto: El traslado de carga del 50% de la carga de Magdalena 34.5 kV a Palermo 110 kV y Magdalena 110 kV permite eliminar las restricciones:

- El Río 110/34.5 kV / Unión- Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV.
- Unión 110/34.5 kV / El Río - Magdalena 34.5 kV.

Al ser restricciones por demanda, de no darse el traslado o su totalidad o darse aumento de esta podrán activarse nuevamente. Se recomienda al OR AIR-E implementar una solución estructural.

3.3.1.4 PTR001760 Pasacaballos 110 kV y líneas asociadas

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 31/01/2027

Descripción: Subestación Pasacaballos 110 kV reconfigura la línea Ternera – Toluviéjo 110 kV en Ternera – Pasacaballos – Toluviéjo 110 kV, y una nueva línea Pasacaballos – Nueva Cospique 110 kV. Pasacaballos 110 kV atenderá el 34 % de carga de Mamonal 110 kV.

Impacto: El impacto se expone en conjunto con el proyecto PTR000638 Pasacaballos 220 kV.

3.3.1.5 PTR000638 Pasacaballos 220 kV y líneas asociadas

Promotor: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 31/01/2027

Descripción: UPME 05-2021 S/E Pasacaballos 220 kV, secciona el circuito Bolívar – Toluviéjo 220 kV, se conectará a Pasacaballos 110 kV con dos transformadores 220/110 kV.

Impacto: La transformación Pasacaballos 220/110 kV aumenta la confiabilidad de la subárea Bolívar 110 kV y a los nodos conectados a la subestación El Carmen 110 kV, lo que impacta positivamente a la restricción asociada a recuperación de tensión en los nodos radiales de la red de Córdoba Sucre 66 kV ante contingencia sencilla.

3.3.1.6 PTR002158 Subestación Carreto 66 kV y líneas asociadas

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 30/03/2027

Descripción: La subestación 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. Como obras complementarias tendrá: Aumento de capacidad del circuito Carreto – San Jacinto 66 kV a 469 A, Segundo circuito Carreto – Calamar 66 kV de capacidad de 469 A, Nuevo circuito San Jacinto – Zambrano 66 kV de capacidad de 469 A.



Previo a la entrada del proyecto AFINIA debe solventar la diferencia de secuencia de fases entre equipos de Bolívar 66 kV que impide anillar El Carmen y Gambote 66 kV.

Impacto: Elimina la radialidad de los nodos a 66 kV que se alimentan desde la subestación El Carmen 110 kV, eliminando así la zona CNE de El Carmen. Este proyecto en conjunto con el proyecto Carreto 500 kV (descrito a continuación) tendrá un alto impacto en aumento de la confiabilidad de la subárea Bolívar.

3.3.1.7 PTR01139 UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 31/03/2027

Descripción: Carreto 500 kV, reconfigura Chinú – Sabanalarga 1 500 kV en Chinú – Carreto 500 kV y Carreto – Sabana 500 kV. Se conectará con Carreto 66 kV por dos transformadores 500/66 kV.

Impacto: Con la entrada de Carreto 500 kV y Carreto 66 kV, se elimina la radialidad del corredor El Carmen – San Jacinto – Calamar 66 kV y aumenta de forma natural el perfil de tensión en nodos de la subárea Bolívar, lo que se traduce en un incremento en la capacidad de importación de potencia del área Caribe de 2200 MW a 2600 MW y de Caribe 2 de 1500 a 1600 MW. En la supervisión de transferencia a Caribe y Caribe 2, cambia Chinú – Sabanalarga 1 por Chinú – Carreto 500 kV.

Restricciones que elimina

- Elimina la radialidad del corredor El Carmen – San Jacinto – Calamar 66 kV.
- Mejora la recuperación de tensión de los nodos Bolívar 66 kV ante falla, permitiendo aumentar de forma segura la capacidad de importación de potencia del área Caribe.

Restricciones nuevas. Al anillar la red de Bolívar 66 kV, sumado a la entrada de los proyectos de generación al interior del área se identifican nuevas restricciones.

- Carreto - Sabana 500 kV / Gambote - Ternera 66 kV
- Carreto - Gambote 1 66 / Ternera - Gambote 1 66
- Toluviéjo – El Carmen 66 kV / Baja tensión en Carmen 66 kV
- Carreto - Gambote 1 66 / Baja tensión en Gambote 66 kV
- Ternera - Gambote 1 66 kV / Baja tensión en Gambote 66 kV

Se recomienda a la UPME y AFINIA evaluar acciones que eliminen el impacto de estas restricciones, como proyectos que refuercen la red 66 kV, traslados de carga de Gambote 66 kV, aumento de capacidad del circuito Ternera – Gambote 66 kV, entre otras.

3.3.1.8 PTR02590 Subestación Turbaco 110 kV

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 14/12/2027

Descripción: Turbaco 110 kV reconfigura la línea Ternera – Pasacaballos 110 kV en Ternera – Turbaco y Turbaco – Pasacaballos a 110 kV. Alimentará el 18% de la carga de Ternera 66/13.8 kV.

Impacto: Este proyecto mitiga la restricción por sobrecarga en los transformadores Ternera 66/13.8 kV ante la contingencia de uno de ellos.

3.3.2 Impacto proyectos subárea Córdoba Sucre Cerromatoso

Se considera en operación: Nueva Toluviejo 220/110 kV. - FPO: 14/12/2025

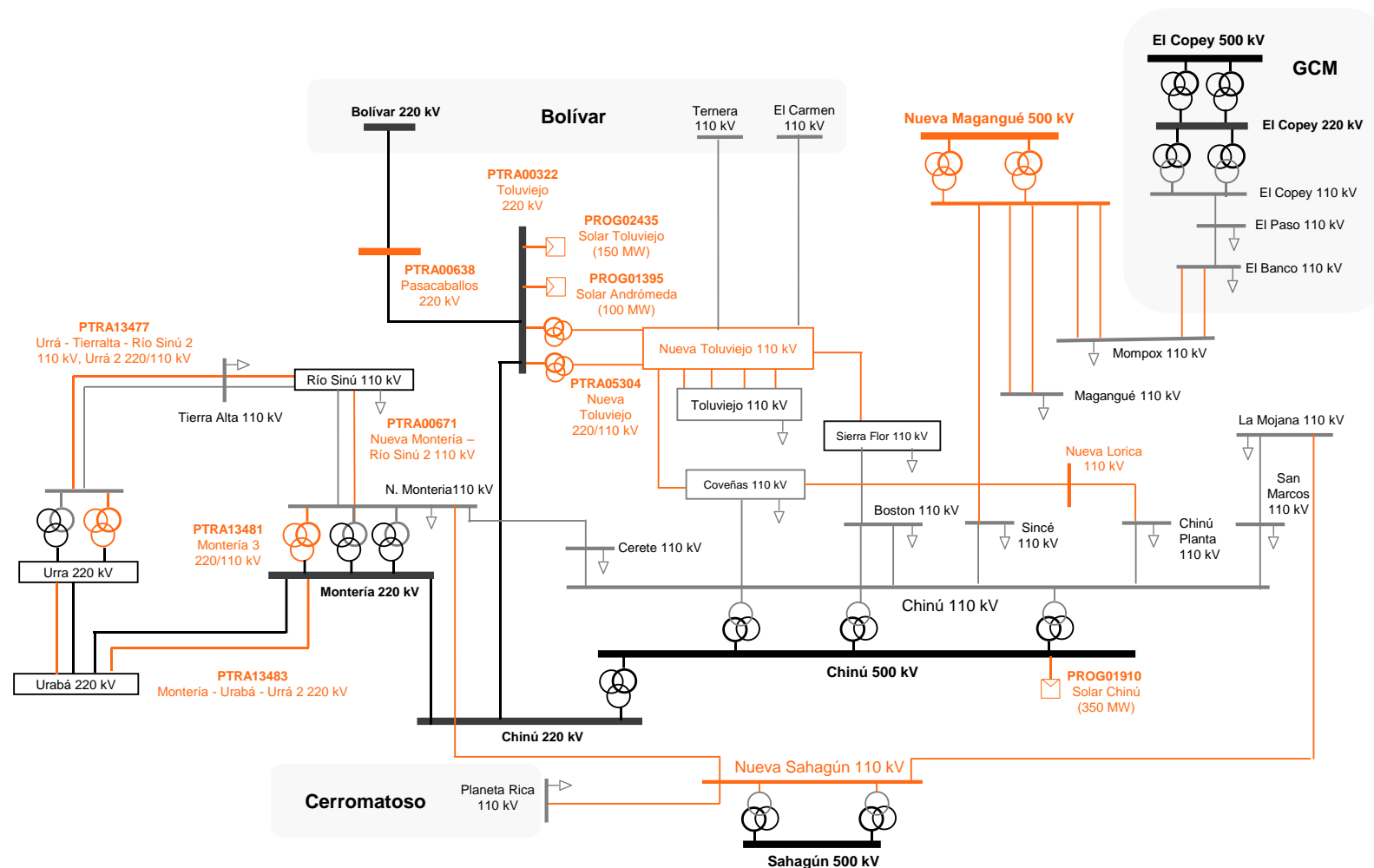


Figura 3-8 Proyectos de expansión subárea Córdoba – Sucre

3.3.2.1 PTR09546 circuito Cerromatoso - Sahagún- Chinú 2 500 kV

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 30/06/2026

Descripción: Reconfigura el circuito Cerromatoso – Chinú 2 - 500 kV en los circuitos Cerromatoso – Sahagún 2 - 500 kV y Sahagún – Chinú 2 - 500 kV.

Impacto: Aumenta la confiabilidad del sistema frente a contingencias simples, lo que permite la integración de recursos de generación con nodo de conexión en Sahagún a 500 kV.

Proyecto	Recurso	Tipo	CEN [MW]	FPO
	Tesorito	Térmico	200	En operación
PROG03971	Tangara	Solar	99.9	1/09/2026
PROG03977	Ligustro I	Solar	99.9	1/09/2026
PROG03974	Ligustro II	Solar	99.9	1/09/2026
PROG08497	EL JOBO	Térmico	200	1/12/2026
PROG03902	Sahagún	Solar	200	31/10/2027
PROG05612	El Espino	Solar	200	31/12/2027
PROG01548	PV Sahagún	Solar	400	31/12/2027
PROG03979	El Tesorito II	Térmico	200	31/12/2027
PROG05626	Summa II	Solar	200	30/11/2028
PROG08646	El Corozo	Solar	250	30/11/2028
Total			2150	

Tabla 3-5 Recursos a conectar en Sahagún 500 kV

En operación estos circuitos evitan activación de restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla con los recursos de generación a conectar en Sahagún 500 kV en operación.

- Sahagún - Chinú 500 kV / Sahagún - Cerromatoso 500 kV
- Sahagún - Cerromatoso 500 kV / Sahagún - Chinú 500 kV

3.3.2.2 Refuerzo Montería y obras asociadas

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Este proyecto crea un segundo anillo eléctrico entre Urra – Tierra Alta – Río Sinú y Nueva Montería a 110 kV, así como entre Urra - Urabá y Montería a 220 kV. Aumenta el perfil de tensión y la fortaleza de tensión en los nodos asociados al anillo. Este proyecto se realizará en cuatro etapas, las cuales se presentan a continuación con su respectivo impacto:

Impacto:

Etapas 1: PTR00671 Segunda línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV. Elimina las restricciones:

- Chinú – Montería 220 kV / baja tensión Montería y Río Sinú 110 kV
- Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urra - Tierra Alta 110 kV (A)

Permite inhabilitar el ESPS por sobrecarga del circuito Nueva – Montería – Río Sinú 1 110 kV.

Etapas 2: PTR13477 Urrá - Tierralta 2 110 kV + Tierralta - Río Sinú 2 110 kV + Urra 220/110 kV. Elimina las restricciones:

- Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urra - Tierra Alta 110 kV (A)
- Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV
- Chinú – Montería 220 kV / Chinú – Cerete 110 kV
- Chinú – Montería 220 kV / baja tensión Montería y Río Sinú 110 kV

Fortalecer el corredor Urra 220/110 kV evita techos de generación a las unidades de Urra en condiciones de red degradada.

Permite inhabilitar los ESPS por sobrecarga de Urrá - Tierralta y Tierralta - Río Sinú 110 kV

Etap 3: PTR13481 - Montería 3 220/110/13.2 kV 100 MVA. Elimina las restricciones:

- Nueva Montería 2 230/110 kV/ Nueva Montería 1 230/110 kV
- Nueva Montería 1 230/110 kV/ Nueva Montería 2 230/110 kV

Etap 4: PTR13483 - Montería - Urabá - Urrá 2 220 kV Elimina las restricciones:

- Urrá - Urabá 230 kV / baja tensión Urabá 220 y 110 kV, Apartado, Nueva Colonia a 110 kV

Evita techos de generación a las unidades de Urra en condiciones de red degradada.

3.3.2.3 PTR13263 y PTR13265 Magangué 500 kV y 500/100 kV

Promotor STN: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 31/12/2028.

Promotor STR: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Nueva subestación Magangué 500 kV, reconfigura el circuito Chinú – El Copey 500 kV en Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV.

Las obras a nivel de STR contemplan:

- Doble circuito 110 kV, de longitud 2 km, que reconfigura el circuito Magangué - Sincé 1 110 kV en Nueva Magangué - Sincé 1 110 kV y Nueva Magangué – Magangué 1 110 kV, este último con capacidad d 691 A.
- Doble circuito 110 kV, de longitud 1.5 km, que reconfigura el circuito Magangué - Mompox 1 110 kV en Nueva Magangué – Mompox 1 110 kV y Nueva Magangué - Magangué 2 110 kV, el proyecto contemplan aumento de capacidad de ambos tramos a 691 A.
- La construcción de una segunda línea (47 km) entre las subestaciones Nueva Magangué 110 kV y Mompox 110 kV, con una capacidad de transporte de 691 A.
- La construcción de dos nuevas líneas Mompox - El Banco 110 kV con 57 km con capacidad de transporte de 691 A.

Impacto: En operación este proyecto:

- Modifica los circuitos por los que se supervisa la importación y exportación de Caribe 2, al quedar supervisada por los circuitos: Chinú – Sabana 1 y 2 + Nueva Magangué – Copey + Ocaña – La Loma + Sogamoso – La Loma a 500 kV – Toluviejo – Bolívar 220 kV (reemplazó Chinú - El Copey 500 kV por Nueva Magangué – Copey 500 kV).
- Elimina la condición radial de los nodos Mompox 110 kV y El Banco 110 kV, eliminando/modificando las zonas CNE asociadas.
- Elimina, entre los años 2028 y 2031, la restricción por sobrecarga de la transformación Chinú 500/110 kV ante contingencia de uno de ellos, esta se activa nuevamente con el incremento de demanda. Lo que evidencia la necesidad de un proyecto enfocados en eliminar dicha restricción. Se recomienda hacer seguimiento y ajuste a la lógica de actuación del ESPS por sobrecarga instalado en dichos equipos.
- Elimina las restricciones en red completa por sobrecarga de Chinú – Sincé 110 kV, Sincé - Magangué 110 kV, El Paso – El Banco 110 kV y de los transformadores de Chinú 500/110 kV.
- Elimina las restricciones en red completa por baja tensión de los nodos Mompox 110 kV y El Banco 110 kV, así mismo, mejora la recuperación transitoria de tensión en estos y otros nodos del área Caribe ante falla, permitiendo aumentar la capacidad de importación de potencia de Caribe 2 hasta 1650 MW, siendo la limitante la recuperación transitoria de tensión del nodo de Gambote 66 kV.

Recomendaciones a la UPME:

- Para la subestación Nueva Magangué 110 kV en los posible proponer un tipo de configuración que tenga propiedades de confiabilidad y flexibilidad como puede ser configuración doble barra con seccionador de bypass o transferencia, entre otras.

3.3.2.4 PTR11960 Subestación Nueva Lorica 110/34.5/13/8 kV

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 31/08/2029

Descripción: La subestación Nueva Lórica 110 kV se conectará con las subestaciones Coveñas y Chinú Planta 110 kV. Incluye la instalación de dos transformadores 110/34.5/13.8 kV de 60 MVA, con los que se conectará a red SDL de 34.5 kV. Se recomienda a AFINIA suministrar información suficiente de la red del SDL que permita al CND un análisis integral del impacto del proyecto.

Impacto: Elimina la condición radial del circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV, eliminando/modificando la zona CNE de Chinú Planta.

Elimina la restricción: Chinú - Coveñas 110 kV / baja tensión Coveñas 110 kV

Nueva restricción: Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú Planta - Nva Lórica 110 kV y Chinú - Chinú Planta 110 kV / Chinú Planta - Nva Lórica 110 kV

Esta restricción parte del supuesto de que la capacidad de corriente del circuito es de Chinú Planta - Nva Lórica 110 kV 200 A, por lo que se recomienda al OR y a la UPME tener presente aumentar la capacidad de dicho circuito a un valor no menor a 300 A.

3.3.2.5 PTR11974 Subestación Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV

Promotor: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. **FPO:** 30/04/2030

Descripción: Instalación de dos transformadores 150 MVA 500/110 kV que conectaran Sahagún 500 kV a la subestación Nueva Sahagún 110 kV. Además, construcción de líneas de conexión entre esta última y las subestaciones La Mojana 110 kV, Planeta Rica 110 kV y Nueva Montería 110 kV.

Impacto: Elimina la condición radial de Cerromatoso - Planeta Rica 110 kV, Chinú - San Marcos 110 kV y San Marcos - La Mojana 110 kV, modificando las zonas CNE Planeta Rica y San Marcos.

- **Elimina la restricción:** sobrecarga en red completa del Circuito Chinú – San Marcos 110 kV
- **Mitigación la restricción:** sobrecarga Chinú 500/110 kV ante contingencia de un transformador.
- **Nueva restricción:** La Mojana - Nva Sahagún 110 kV / Chinú - San Marcos 110 kV y Chinú 4 500/230 kV / Nueva Sahagún - Nueva Montería 110 kV.

Se recomienda a UPME considerar un segundo circuito La Mojana - Nva Sahagún 110 kV, o aumentar la capacidad de Chinú - San Marcos 110 kV y Nueva Sahagún - Nueva Montería 110 kV.

Aumenta el cortocircuito en nodos de la subárea, entre ellos en Chinú Plata y Cerromatoso 110 kV.

3.3.2.6 PTR13244 - Nueva Arjona 110/66/13.8 kV.

Promotor: Por definir **FPO:** Por definir.

Descripción: El proyecto consta de las etapas: 1) Nueva Arjona 110kV, secciona Ternera – Toluviejo 110 kV y conecta un transformador 110/66/13,8 kV atenderá el 30% de Gambote 66 kV. 2) Nuevo circuito Nueva Arjona - Gambote 66 kV. En operación, AFINIA contempla realizar cambio del conductor Ternera – Gambote 66 kV por uno de mayor capacidad, esta debe ser informada CND.

Impacto: se consideró la entrada de este proyecto posterior a Carreto 500/66 kV, identificándose que permite eliminar las restricciones:

- Sobrecarga del circuito Ternera- Gambote 66 kV y Baja tensión en el nodo Gambote 66 kV
- Carreto - Sabana 500 kV / Gambote - Ternera 66 kV
- Carreto - Gambote 1 66 / Ternera - Gambote 1 66
- Carreto - Gambote 1 66 / Baja tensión en Gambote 66 kV
- Ternera - Gambote 1 66 kV / Baja tensión en Gambote 66 kV

Este proyecto modifica los activos de la zona CNE de El Carmen. En el IPOEMP I 2025 se presenta la sensibilidad del impacto de este proyecto si entra antes de Carreto 500/66 kV.

3.3.3 Impacto proyectos transmisión subárea GCM

Se considera en operación: Copey - Cuestecitas 1 y 2 500 kV - FPO: 22/08/2025 y 16/11/2025, Cuestecitas – La Loma 500 kV - FPO: 30/10/2025.
 No se consideran los proyectos de generación Acacias 2 y Camelias

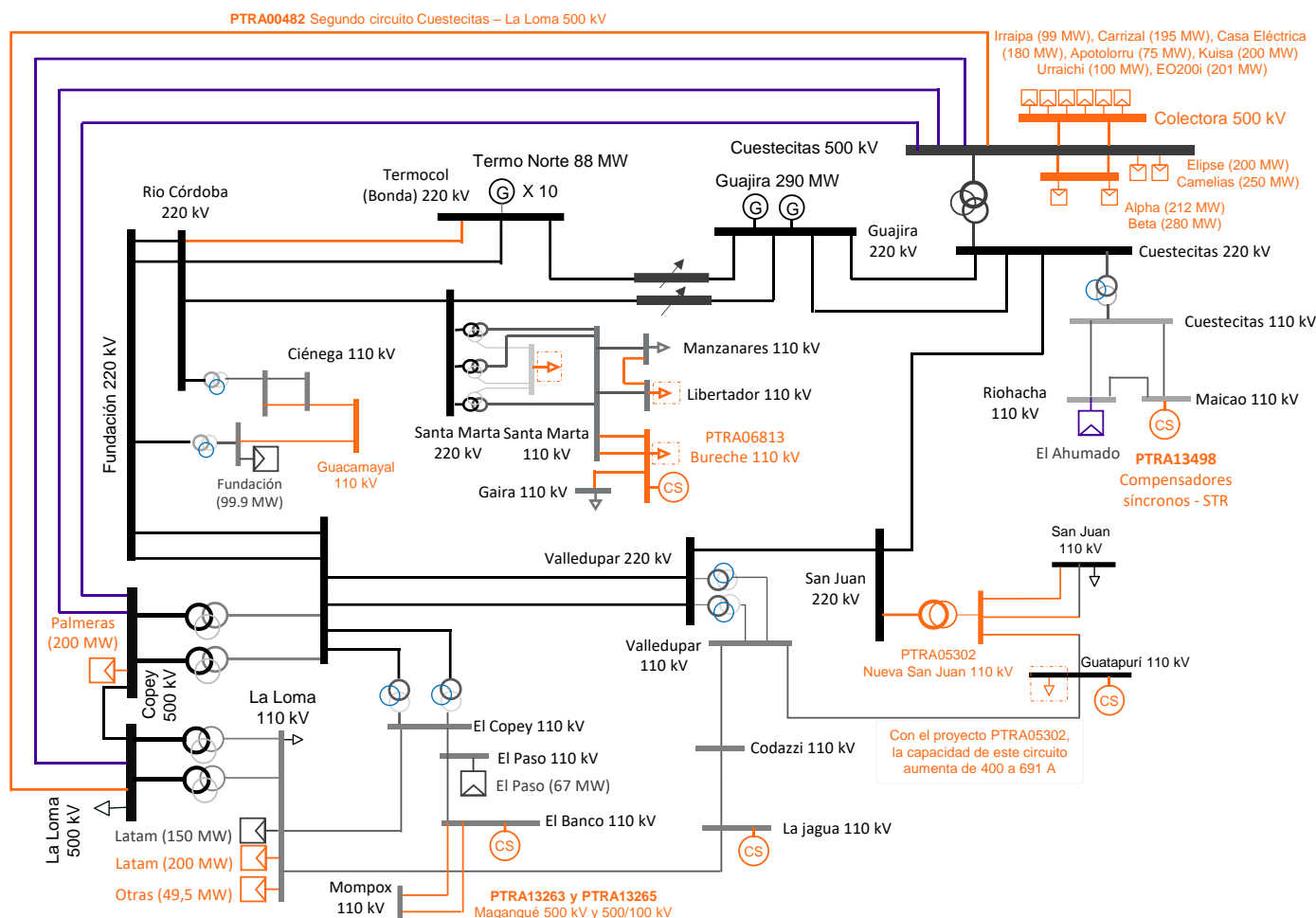


Figura 3-9 Condición esperada de red – Subárea GCM en el horizonte del largo plazo

3.3.3.1 PTR00636 - Línea Bonda - Río Córdoba 230 kV.

Promotor: ENLAZA - GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. **FPO:** 05/01/2026

Descripción: Circuito Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV

Impacto: Aumenta el enmallamiento de la red 220 kV de la subárea GCM, facilitando la realización de mantenimientos con menos restricciones.

Nota: Proyecto PTR03868. Materializada la entrada de los circuitos El Copey – Cuestecitas 500 kV y Bonda - Río Córdoba 220 kV, se realizará el traslado de los 15 dispositivos Smartvalve 10-1800 v1.04 (5 por fase) del circuito Santa Marta – Termocol 220 kV al circuito Guajira – Termocol 220 kV.

Circuito	Longitud [km]	Capacidad nominal / Emergencia [A]	X natural línea (Ohms)	SV por fase	SV por circuito
Guajira – Santa Marta 220 kV	91,5	656 A / 787 A (119,96%)	45.16	3	9
Guajira – Termocol (Bonda) 220 kV	81.5	656 A / 787 A (119,96%)	40.2	5	15

Tabla 3-6 Ubicación etapa 2 proyecto PTR03865 - Smartvalve circuitos GCM

En el análisis de seguridad eléctrica, en condición de red completa, no se identifica activación de la restricción por sobrecarga en un circuito Guajira – Santa Marta 220 kV o Guajira – Termocol (Bonda) 220 kV ante contingencia del otro. Por lo que al ser la reactancia natural de los circuitos suficiente para que no se active la restricción, no se propone consigna de reactancia a los dispositivos Smartvalve a instalar en dichos circuitos e inicialmente entraran en modo monitoreo.

Ante un caso particular de red en el que el CND identifique ante contingencia activación de alguna restricción por sobrecarga de un circuito Guajira - Santamarta 220 kV o Guajira - Termocol 220 kV, los dispositivos Smartvalve serán operados en modo reactancia fija con un ajuste tal de reactancia (X a inyectar en Ohms) que de materializarse una contingencia la corriente resultante por estos circuitos no se supere el valor determinado por el CND.

3.3.3.2 PTR00325 UPME 06 - 2017 Colectora 500 kV

Promotor: ENLAZA - GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. **FPO:** 31/07/2026

ETAPA 3: Subestación Colectora 1 500 kV, doble circuito Colectora - Cuestecitas 500 kV.

A Colectora 500 kV se espera la conexión de 1050 MW de generación eólica, recursos: Irraipa (99 MW), Carrizal (195 MW), Casa Eléctrica (180 MW), Apotolorru (75 MW), Kuisa (200 MW), Urraichi (100 MW), EO200i (201 MW).

Impacto: En operación los circuitos Colectora – Cuestecitas 500 kV se presenta un alto incremento de tensión en nodos de la subárea GCM, especialmente en periodos de baja demanda o ante ausencia o baja generación de los recursos que se conectaran a este nodo.

Dado que el proyecto Colectora 500 kV, entra antes que la generación a conectar a este nodo se identifica que para evitar alta tensión en nodos de la subárea GCM podrá ser necesario, especialmente en escenarios de baja congestión de la red, comandar apertura de circuito(s) a 500 kV como un circuito Copey – Cuestecitas, Cuestecitas – La Loma, Cuestecitas – Colectora.

La entrada en operación de este proyecto no modifica la capacidad de importación de potencia del área Caribe ya que no mitiga o elimina las restricciones que limitan la importación. Por otro lado, permite aumentar la capacidad de exportación de potencia del área de 3200 hasta 3400 MW.

La entrada de esta infraestructura modifica la equivalencia de peso de las unidades de generación y el requerimiento de unidades para soporte de tensión en nodos del área Caribe.

Recomendación a la UPME:

- Evaluar la propuesta de un segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV realizada en el ITR I de 2024, el cual impactará positivamente la confiabilidad de la subárea GCM.

- Para aumentar los elementos usados para el control de potencia reactiva y tensión, evaluar la pertinencia de hacer maniobrables los reactores de línea a 500 kV que no tienen interruptor como son los reactores línea en los circuitos Chinú – Sabanalarga 1 y 2 500 kV.
- Instalación de nuevos equipos para el control de dinámico de potencia reactiva y tensión.

3.3.3.3 PTR00482 Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV

Promotor: ENLAZA - GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. **FPO:** 31/07/2026

Descripción: circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV, con una longitud de 250 km aproximadamente, con compensación reactiva de línea de 120 Mvar en los extremos de la línea.

Supeditado a la entrada del proyecto PTR00325 Colectora 500 kV.

Impacto: Dados los aportes en potencia activa y reactiva con la entrada de este circuito, se presenta aumento de tensión de los nodos de la red 500 kV en especial El Copey, La Loma, Cuestecitas y Ocaña, siendo posible que, en periodos de baja congestión de red, se requiera para mantener control de tensión acciones como programar unidades por seguridad o comandar la apertura de circuitos.

Por otro lado, este proyecto aumenta la capacidad de exportación de potencia del área Caribe al presentarse mayores perfiles de tensión en escenarios de alta congestión de la red.

Recomendación UPME: Iguales a las del proyecto anterior PTR00325.

3.3.3.4 PTR006811 Subestación Guacamayal 110 kV

Promotor: AIR-E S.A. E.S.P. **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Reconfigura el circuito Fundación – Río Córdoba 110 kV en los circuitos Fundación – Guacamayal 110 kV y Guacamayal – Ciénaga 110 kV y Ciénaga – Río Córdoba 110 kV. Guacamayal 110 kV tomará el 35% de la carga de Fundación 110 kV, a través de dos transformadores 110/34,5 kV de 30 MVA.

Impacto: elimina la condición radial de Ciénaga 110 kV, con lo que elimina la zona CNE de Ciénaga, y permite aumentar la confiabilidad de la red 110 kV de la subárea GCM.

3.3.3.5 PTR006813 Subestación Bureche 110 kV

Promotor: AIR-E S.A. E.S.P. **FPO:** 31/12/2026

Descripción: secciona con dos líneas subterráneas de 1,8 km la línea Santa Marta – Gaira 110 kV y una nueva línea subterránea de Santa Marta a Bureche 110 kV. Como obra complementaria incluye el circuito Manzanares - Libertador 110 kV. Bureche 110 kV, constará de 3 transformadores 30 MVA 110/13.8 kV para atender carga del SDL (50% de carga de Libertador y 46 % de Santa Marta).

Impacto: Elimina la condición radial de las subestaciones Manzanares y Libertador 110 kV, eliminando las zonas CNE de Manzanares y Libertador; con lo que aumenta la confiabilidad en la atención de la demanda en dichos nodos. Con la toma de carga de esta subestación elimina la restricción:

- Sobrecarga Santa Marta 1, 2, o 9 220/110/34.5 kV ante contingencia de uno de ellos.

Sin embargo, ante el crecimiento esperado de la demanda, particularmente a nivel de 110 kV, la restricción se activa nuevamente a partir del año 2029, por lo que se recomienda identificar proyectos de transmisión que refuercen la red 110 kV de Santa Marta.

Adicionalmente se identifican dos nuevas restricciones:

- Manzanares - Santa Marta 1 110 / Libertador - Santa Marta 1 110 kV (año 2026).
- Libertador - Santa Marta 1 110 / Manzanares - Santa Marta 1 110 kV (año 2027).

Se recomienda a AIR- E validar el aumento de capacidad de dichos circuitos.

3.3.3.6 PTR05302 Nueva San Juan 110 kV

Promotor: AIR-E S.A. E.S.P.

FPO: 31/12/2026.

Descripción: Subestación Nueva San Juan 110 kV se conectará a través de un transformador de 220/110 kV de 150 MVA al nodo San Juan 220 kV. Como obras adicionales reconfigura el circuito Valledupar – Guatapurí – San Juan en Valledupar – Guatapurí – Nueva San Juan – San Juan 110 kV, incluye el nuevo circuito San Juan – Nueva San Juan 110 kV.

Traslado de carga a Guatapurí 110 kV: 51% de Guatapurí 34.5 kV; 8,2% de Valledupar 13.8 kV (T01+T02); 24% de Valledupar T03.

Impacto: Elimina la condición radial del corredor Valledupar – Guatapurí - San Juan 110 kV, modificando la zona CNE Valledupar. Además, permite viabilizar el traslado de las cargas de Valledupar y Guatapurí 34,5 kV a la subestación Guatapurí 110 kV y eliminando las restricciones:

- Sobrecarga transformador Valledupar 1 o 12 220/34.5 kV ante contingencia del otro.
- Sobrecarga de un circuito Valledupar – Guatapurí 34.5 kV ante contingencia del otro.

Eliminando la necesidad de los ESPS por sobrecarga en dichos elementos.

Restricción nueva: San Juan 220/110 kV / Valledupar - Guatapurí 110 kV

Ya que puede limitar carga en Guatapurí 110 kV, se recomienda AFINIA implementar la recomendación UPME y XM de aumentar la capacidad de Valledupar–Guatapurí 110 kV a 691 A.

Recomendación operadores TRANSELCA, AFINIA, AIR-E y CELSIA.

Una vez materializado el proyecto Nueva San Juan 220/110 kV y los traslados de carga considerados, se recomienda a los agentes con activos en la subestación Valledupar validar la factibilidad técnica y de coordinación de protecciones de realizar los siguientes cambios topológicos en pro de confiabilidad de la red:

1. Acoplar el transformador 3 Valledupar 220/34.5/13.8 kV con el 1 y 12 a nivel de 34.5 kV
2. En Valledupar 34.5 kV dar cierre al interruptor 5100, lo que eliminaría la restricción por sobrecarga del transformador Valledupar 9 110/34.5 kV.

3.3.3.7 PTR13498 Compensadores síncronos – STR

Promotor: Pendiente de asignación

FPO: 31/12/2028

Descripción: Instalación de compensadores síncronos de 50 Mvar en las subestaciones a 110 kV: El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí, Santa Marta.

Entre las especificaciones de los equipos a conectarse en el STR de GCM se tiene que en el punto de conexión el aporte de potencia de cortocircuito debe ser > 300 MVA y de inercia superior a 250 MVA-s, lo que equivale a 5 segundos considerando una capacidad nominal de 50 MVA.

Impacto: La conexión de los compensadores síncronos en la red del STR de GCM permitirá mejorar el control de tensión en distintos nodos, especialmente en aquellos donde se ubiquen estos equipos. Además, contribuirán a fortalecer la red, mejorando la capacidad de recuperación transitoria de tensión ante fallas. Como resultado, su operación permitirá reducir el número mínimo de unidades requeridas para el soporte de tensión (ver Figura 3-10).

Sin embargo, este requerimiento no se eliminará por completo en el área Caribe, ya que, según el punto de operación del sistema (demanda, generación, topología y magnitud de importación de potencia en el área Caribe), se identificó la necesidad de un mínimo de unidades para garantizar el cumplimiento del criterio transitorio de tensión en nodos de otras subáreas de Caribe, en particular en los siguientes nodos:

- Atlántico: Juan Mina, Malambo, Norte (110 kV), entre otros.
- Bolívar: Gambote (66 kV).
- Córdoba-Sucre: El Carmen, Zaragocilla (66 kV), entre otros.

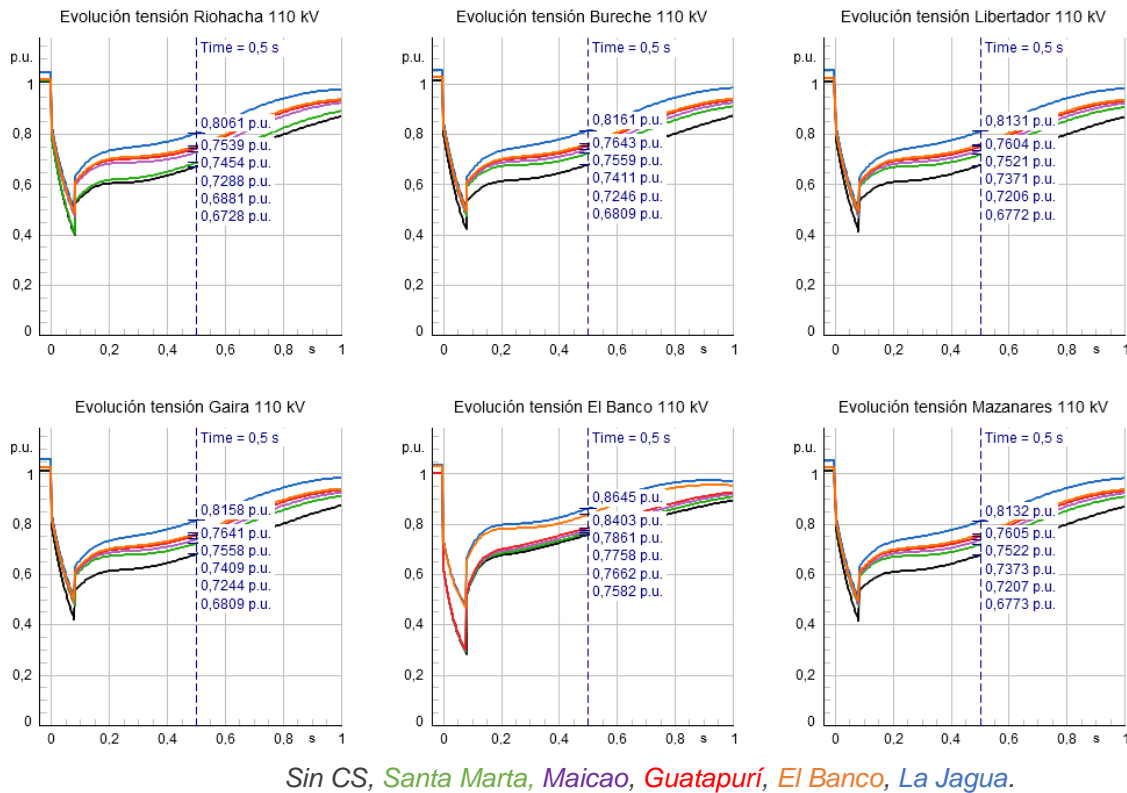


Figura 3-10 Evolución en la respuesta de la recuperación transitoria de tensión al adicionar secuencialmente compensadores síncronos en el STR de GCM ante CS.

Por otro lado, su capacidad de aportar corriente de cortocircuito fortalecerá la red, lo que traerá varios beneficios operativos. Entre ellos, permitirá reducir la sensibilidad dv/dq y mejorar los índices de fortaleza SCRIF en los nodos de conexión de recursos renovables del área Caribe, especialmente en la subárea GCM.

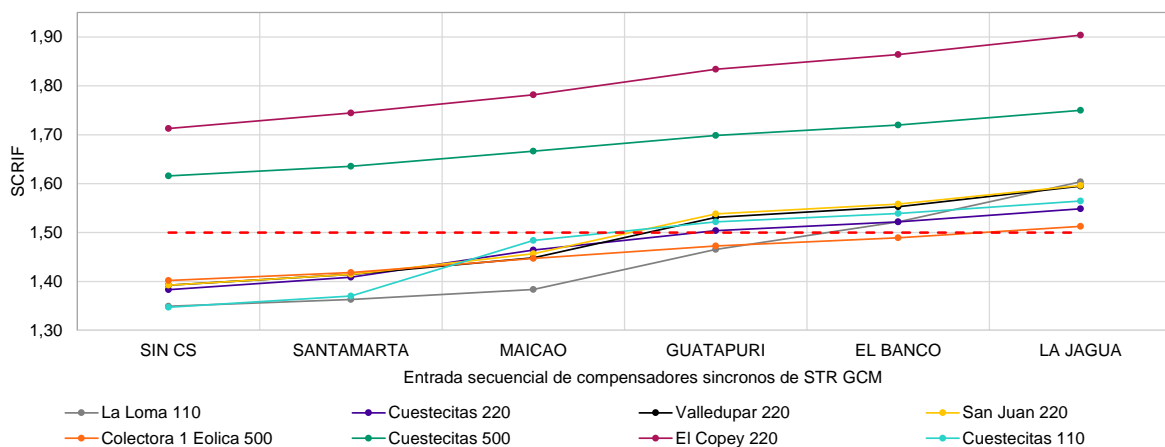


Figura 3-11 Evolución SCRIF a la entrada secuencial de compensadores síncronos

Esto facilitará un mayor aprovechamiento de la capacidad de inyección de potencia activa de los recursos basados en inversores y reducirá la dependencia de generación síncrona para este propósito.

Adicionalmente, cada compensador síncrono que se conecte en el STR de la subárea GCM aportará inercia al sistema. Según la especificación técnica, este aporte equivale a 5 segundos. El aporte

combinado de inercia de los cinco compensadores síncronos permitirá mejorar la respuesta en frecuencia del SIN ante fallas en la red y reducir el RoCoF (Rate of Change of Frequency).

Este beneficio es particularmente relevante en el contexto de la transición energética del sistema eléctrico colombiano, en el que se prevé un desplazamiento progresivo de la generación síncrona, especialmente térmica. Resaltando la importancia de la implementación de los proyectos identificados por la UPME en el plan maestro de modernización y de que la entrada en operación de los compensadores síncronos en el STR de la subárea GCM se lleve a cabo con la mayor prontitud posible.

Finalmente, es de tener presente que si bien los compensadores síncronos pueden absorber potencia reactiva, se identifica en la subárea que su presencia no será suficiente para mitigar, en ciertos nodos de la subárea GCM, los altos valores de tensión previstos en escenarios de baja congestión en la red.

3.3.3.8 PTR00483 Sistema de transmisión HVDC – VSC

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** por definir.

Descripción: Conexión HVDC – VSC (Voltage Source Converter), tensión de operación +/- 600 kV, configuración bipolar con retorno metálico entre la subestación Colectora 2 y Primavera 500 kV, trazado terrestre de 713 km aproximadamente.

Nota: El análisis a partir de la mejor información disponible a la fecha de la realización del estudio.

Impacto: La conexión HVDC VSC entre las subestaciones Colectora y Primavera a 500 kV, representa, un traslado de la generación eólica de la Guajira en el área Caribe a un nodo de carga en el área Antioquia, esto maximiza el aprovechamiento del gran potencial en generación eólica de La Guajira. La transferencia de una alta magnitud de potencia en HVDC presenta menos limitaciones asociadas a servidumbre e intervención del territorio, en comparación con una línea de transmisión AC de igual capacidad. Además, mitiga la necesidad de refuerzos de red, lo que, junto a un mayor aprovechamiento de energías renovables, representa una alternativa con un menor impacto ambiental y menores emisiones de CO₂.

Según lo indicado en el Plan de Expansión de la UPME 2022-2036 este proyecto HVDC utilizará tecnología VSC, ideal para redes débiles debido a su excelente desempeño en condiciones de baja fortaleza de red (SCR), como es el caso de la subárea GCM. Además, permite un control preciso de la potencia activa y reactiva, manteniendo la estabilidad de tensión en los nodos de Colectora y Primavera a 500 kV.

La conexión HVDC VSC entre las subestaciones Colectora (nodo rectificador) y Primavera 500 kV (nodo inversor) tendrá la capacidad de transferir un alto bloque de potencia, lo que permitirá disminuir la congestión de la red AC. Esto también reducirá las pérdidas eléctricas y el requerimiento de potencia reactiva propio de la red AC, permitiendo aumentar los perfiles de tensión en los nodos del área Caribe, ante escenarios de alta congestión de la red, producto de una alta exportación de potencia del área Caribe al resto del SIN.

En operación, si se presenta una falla en uno de los polos del enlace HVDC, los sistemas de protección y control detectarán la falla y aislarán rápidamente el polo afectado. El polo restante puede continuar transmitiendo potencia, aunque a una capacidad reducida, aproximadamente a la mitad. Esto permite que el flujo de potencia no se interrumpa por completo. Dependiendo de la potencia transferida antes de la falla y del control ajustado para la operación monopolar, la potencia que deja de transmitirse por el polo fallado se redistribuye a través de la red de AC. Esta condición debe ser prevista para evitar la activación de restricciones operativas por sobrecarga. Además, al ser un sistema HVDC con tecnología VSC, tiene la capacidad de ajustar los controles y protecciones para operar en modo monopolar y continuar regulando la tensión en los nodos emisor y receptor, lo que facilita mantener condiciones estables de operación.

Por otro lado, la desconexión simultánea de ambos polos del sistema de transmisión HVDC causa una interrupción completa de la potencia a través del enlace, y una consecuente redistribución de

flujos de potencia a través de la red de AC y un aumento del requerimiento súbito de potencia reactiva distribuido en diferentes circuitos de la red de transmisión nacional, regional y de distribución, lo que puede causar:

- Caída súbita de tensión en nodos del área.
- Inestabilidad de tensión.
- Sobrecarga en elementos de la red.
- Pérdida significativa de la capacidad de transmisión (requerir esquemas de rechazo de generación).
- Inestabilidad angular.
- Excursiones de la frecuencia fuera de los rangos seguros de operación.
- Inestabilidad en frecuencia de la red de AC.

Por lo tanto, para cubrir la salida de ambos polos del enlace HVDC, es necesario reforzar la red de transmisión AC con equipos para el soporte de potencia reactiva con capacidad dinámica y automática, refuerzos de transmisión en la red AC, e incluso considerar enlaces adicionales de HVDC que le den redundancia a su operación.

En la estrategia de operación del enlace HVDC, si se cubre la salida de uno de los polos o de ambos, se establecerán consignas de operación que definan, según la condición de la red, la máxima transferencia de potencia segura a través del enlace, la capacidad de exportación de potencia del área Caribe y el requerimiento de unidades o equipos de seguridad en línea listos para responder con margen de potencia activa y reactiva (reserva) para mantener la estabilidad del sistema de potencia.

Como resultado del análisis preliminar, puede concluirse que, en operación, el enlace HVDC VSC es posible controlar la potencia que va de la subestación Colectora a Primavera 500 kV, disminuyendo la exportación de potencia a través de la red AC del área Caribe al resto del SIN. Esto elimina varias de las restricciones que limitaban la capacidad de exportación del área Caribe a un valor de 3700 MW.

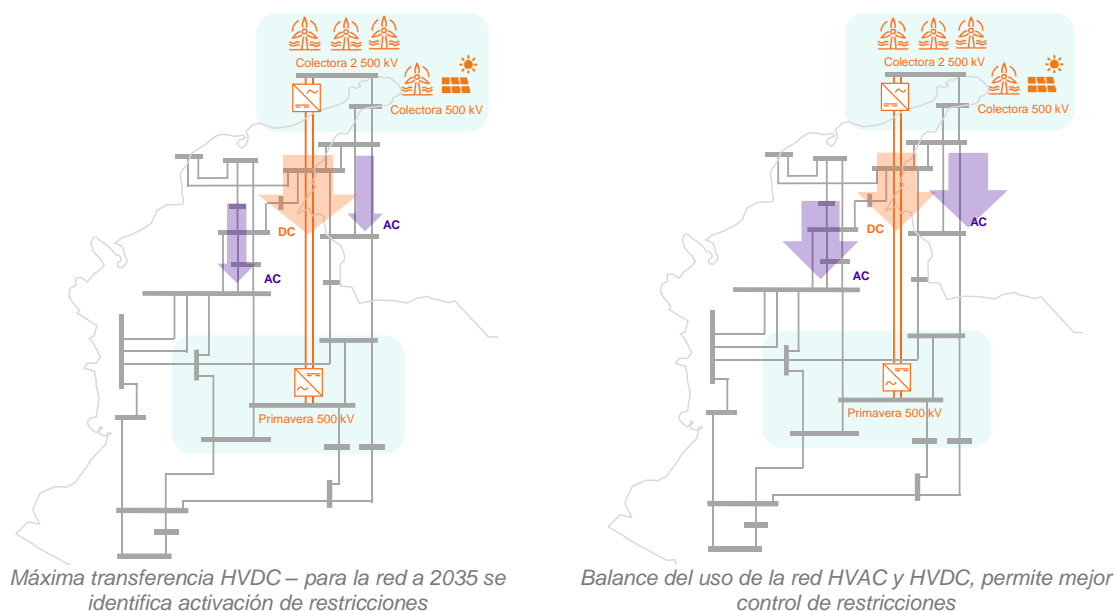


Figura 3-12 Conexión HVDC VSC entre Colectora y Primavera 500 kV

Sin embargo, con un valor de transferencia a través del enlace HVDC del orden de 2000 MW, se activan nuevas restricciones operativas por sobrecarga ante contingencia sencilla en elementos de red cercanos eléctricamente a la subestación Primavera 500 kV, como lo son:

- Primavera 1 500/220 kV / Primavera 2 500/220 kV
- Primavera – San Carlos 500 kV / Bacatá – Primavera 500 kV
- Sogamoso – Norte 500 kV / Bacatá – Primavera 500 kV

Estas restricciones podrían limitar la capacidad de exportación del área Caribe a un valor del orden de 4300 MW. Por lo tanto, es importante que la UPME identifique proyectos de expansión que permitan eliminar las posibles restricciones y brinden a la subestación Primavera 500 kV la capacidad de evacuar al SIN toda la potencia proveniente de Colectora 500 kV; hasta la materialización de dichos proyectos, puede optarse por un uso balanceado de la red AC y DC, disminuyendo a través del enlace HVDC la magnitud de la transferencia a un valor tal que evite la activación de las restricciones antes citadas, pero que descongestione la red AC, disminuya el requerimiento reactivo y brinden los beneficios de control tensión en los nodos del área Caribe y de estabilidad al sistema. Adicionalmente, se recomienda a la UPME evaluar la posibilidad de cambiar la configuración de la subestación Primavera 500 kV, de doble barra con seccionador de transferencia, a configuración de interruptor y medio. Esta modificación tiene como objetivo mejorar la flexibilidad y la confiabilidad de la subestación.

A manera de ejemplo, para la condición de red proyectada a 2035 con una transferencia de 2000 MW por la red HVDC se activan restricciones que limitan la exportación de potencia del área Caribe a 4300 MW, para la misma condición, reducir la transferencia a través del enlace HVDC a 1200 MW permite aumentar la capacidad de exportación segura de potencia del área Caribe hasta 5600 MW. Lo anterior, muestra como la estrategia de control de potencia a través del enlace HVDC, debe buscar más allá de transferir su capacidad constructiva, una evaluación integral de seguridad, en la que a partir del punto de operación del sistema (especialmente de topología de red) transferir una magnitud de potencia que permita, cubrir las posibles restricciones eléctricas y operativas del sistema tanto en condición red completa como ante la salida de uno o ambos polos, para esto será necesario definir metodologías y estrategias de control, y como se indicó anteriormente de la identificación por parte de la UPME de refuerzos de la red de transmisión AC.

Finalmente, la entrada en operación de la conexión HVDC VSC entre Colectora y Primavera 500 kV, si bien representa una solución avanzada y eficiente para la integración de energías renovables, también mejora la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en Colombia. Sin embargo, al ser un único enlace, la salida de un polo o ambos tiene un alto impacto en la estabilidad del sistema, lo que evidencia la importancia de recomendar a la UPME que considere a futuro un sistema HVDC multiterminal que brinde redundancia, flexibilidad y una mayor integración de las tecnologías HVDC y HVAC. Por otro lado, para una evaluación de seguridad ajustada al sistema eléctrico colombiano, es necesario que la UPME defina o confirme algunas de las características del enlace que en este análisis fueron supuestas, como la distancia de la línea, el trazado y la tensión de operación HVDC, entre otras.

Adicionalmente, se debe incluir en la normatividad vigente que expide la CREG definiciones que aseguren que los sistemas HVDC VSC en Colombia se implementen de forma segura y confiable, contribuyendo a la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico. Para tal fin, se mencionan algunas regulaciones sobre el tema que pueden ser de interés:

Estados Unidos:

- Federal Energy Regulatory Commission (FERC): Promueve la implementación de tecnologías avanzadas como HVDC para mejorar la fiabilidad y eficiencia de la red.
- North American Electric Reliability Corporation (NERC): Establece estándares de fiabilidad que incluyen el uso de tecnologías HVDC para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

Unión Europea:

- Reglamento (UE) 2019/943: Promueve la integración de energías renovables y la eficiencia energética, e incluye la tecnología HVDC para mejorar la estabilidad y eficiencia de la red.
- Directiva (UE) 2018/2001: Fomenta la implementación de infraestructuras que faciliten la integración de energías renovables, como los sistemas HVDC.

3.3.4 Impacto proyectos subárea Atlántico

Se considera en operación: SAEB Silencio 34.5 kV- FPO: 22/03/2025, Galapa 110 kV. - FPO: 31/12/2025 y Nueva Río 220/110 kV. - FPO:31/12/2025

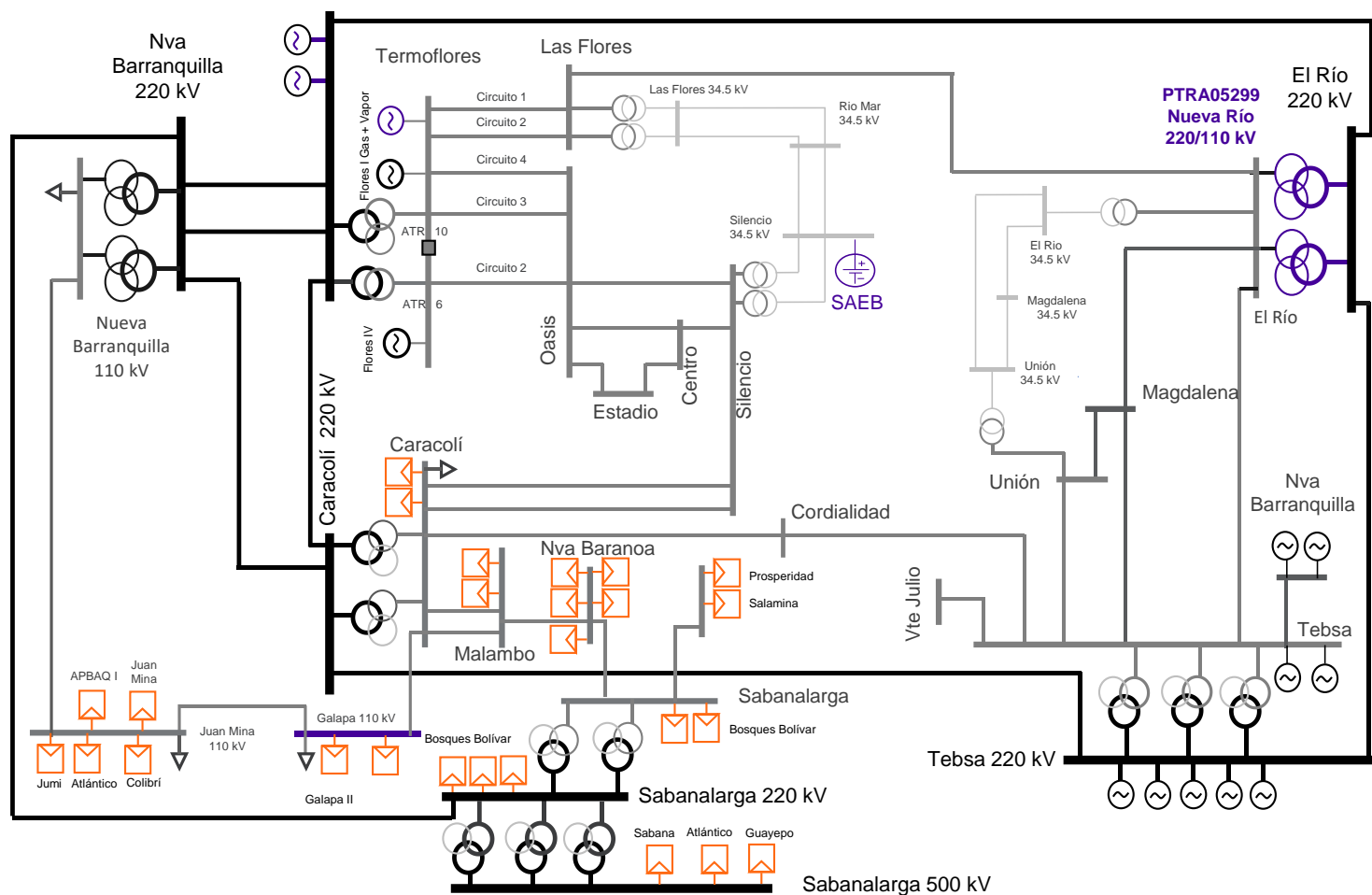


Figura 3-13 Proyectos subárea Atlántico.

3.3.4.1 PTR13494 Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV

Promotor: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 31/07/2027

Descripción: Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV mediante el seccionamiento de los barrajes entre los diámetros 4 y 7 (D4, D7).

Se recomienda que el seccionamiento de barras en Sabanalarga 220 kV se realice mediante interruptores o un mecanismo que permita operar la subestación en modo acoplado o desacoplado, según las condiciones del sistema. Esta flexibilidad es especialmente relevante en función del escenario de generación (aportes de corrientes de cortocircuito) y la topología de la red (gestión de restricciones operativas).

Impacto: Operar la subestación Sabanalarga 220 kV en modo desacoplado puede reducir el nivel de cortocircuito hasta en 5 kA y reduce el posible impacto para el sistema de la ocurrencia de una falla en barra, falla que si bien es baja probabilidad es de gran impacto.

El desacople propuesto para esta subestación tiene un bajo impacto en la activación de nuevas restricciones eléctricas u operativas. Sin embargo, se recomienda contar con interruptores o un mecanismo que permita, según el punto de operación del sistema, operar la subestación acoplada o desacoplada, proporcionando así la flexibilidad necesaria ante condiciones de red degradada o mantenimientos.

3.4 Proyectos de generación área Caribe

Subárea	Conexión	Código	Nombre	Tipo	CEN	FPO	Sup
Atlántico	Sabanalarga 500 kV	PROG00521	Guayepo III de 200 MW	Solar	200	2026/02/21	No
Atlántico	Sabanalarga 500 kV	PROG00525	Atlántico Photovoltaic	Solar	199.5	2026/05/30	No
Bolívar	Bolívar 500 kV	PROG04934	Vientos Alisios	Eólico	200	2033/06/01	No
Bolívar	Bolívar 220 kV	PROG04986	La Orquídea 200 MW	Solar	200	2026/12/31	No
Bolívar	CARRETO 500 kV	PROG05308	Parque Solar Carreto	Solar	250	2027/07/31	Si
Bolívar	Tolúviejo 110 kV	PROG08389	Yaguarundi Solar II	Solar	40	2026/12/31	No
Bolívar	CARRETO 500 kV	PROG08447	VALLE DE LOS CARRETOS	Solar	200	2027/06/30	Si
CS	Sahagún 1 500 kV	PROG01548	PV Sahagún 400 MW	Solar	400	2027/12/31	Si
CS	Tolúviejo 220 kV	PROG01395	Parque Solar Andrómeda	Solar	100	2026/08/01	Si
CS	Chinú 500 kV	PROG01910	Parque Solar Chinú	Solar	350	2027/05/31	Si
CS	Tolúviejo 220 kV	PROG02435	Tolúviejo	Solar	150	2026/06/30	Si
CS	Sahagún 500 kV	PROG03902	Sahagún 200 MW	Solar	200	2027/10/31	Si
CS	Sahagún 500 kV	PROG03971	Tangara	Solar	99.9	2026/09/01	Si
CS	Sahagún 500 kV	PROG03974	Ligustro II	Solar	99.9	2026/09/01	Si
CS	Sahagún 500 kV	PROG03977	Ligustro I	Solar	99.9	2026/09/01	Si
CS	Sahagún 500 kV	PROG03979	El Tesorito II	Térmico	200	2027/12/31	Si
CS	Chinú 500 kV	PROG04827	Romosinuano	Solar	150	2027/12/31	No
CS	Sahagún 500 kV	PROG05612	Parque Solar El Espino	Solar	200	2027/12/31	No
CS	Sahagún 500 kV	PROG05626	SUMMA II	Solar	200	2028/11/30	Si
CS	Chinú 500 kV	PROG08269	Matimba II (Efigen C03)	Solar	99	2027/11/30	No
CS	Chinú 500 kV	PROG08363	Matimba I	Solar	150	2027/11/30	No
CS	Sahagún 500 kV	PROG08497	EL JOBO	Térmico	200	2026/12/01	No
CS	Chinú 110 kV	PROG08516	Casiopea	Solar	40	2026/12/31	No
CS	Sahagún 500 kV	PROG08646	El Corozo	Solar	250	2028/11/30	No
CS	Sahagún 500 kV	PROG14517	San Jorge	Solar	110	2027/12/31	No
GCM	Cuestecitas 220 kV	PROG00356	Windpeshi	Eólico	200	2026/09/30	Si
GCM	Colectora 500 kV	PROG00396	JK3	Eólico	95	2026/12/01	Si
GCM	Colectora 1 500 kV	PROG00397	Kuisa Tumawind	Eólico	200	2026/12/31	Si
GCM	Colectora 500 kV	PROG00398	E0200i (Ipapure)	Eólico	201	2026/07/31	Si
GCM	Colectora 1 500 kV	PROG00399	JK2	Eólico	79	2026/08/18	Si
GCM	Colectora 1 500 kV	PROG00400	Urraichi Chemesky	Eólico	100	2026/12/31	Si

Subárea	Conexión	Código	Nombre	Tipo	CEN	FPO	Sup
GCM	Colectora 1 500 kV	PROG00401	JK1	Eólico	180	2026/08/18	Si
GCM	Colectora 500 kV	PROG00402	JK4	Eólico	195	2026/12/01	Si
GCM	Riohacha 110 kV.	PROG00484	El Ahumado 50 MW	Eólico	50	2026/12/30	No
GCM	Cuestecitas 500 kV	PROG00486	Camelias	Eólico	250	2026/12/10	Si
GCM	San Juan 220 kV	PROG00499	Wimke	Solar	76	2026/12/30	Si
GCM	Cuestecitas 110 kV	PROG00537	Acacias 2	Eólico	80	2026/02/22	Si
GCM	Cuestecitas 500 kV	PROG00543	Alpha	Eólico	212	2026/11/30	Si
GCM	Cuestecitas 500 kV	PROG00596	Beta	Eólico	280	2026/11/30	Si
GCM	Valledupar 220 kV	PROG04951	Parque Solar Valledupar	Solar	100	2026/12/31	Si
GCM	Copey 220 kV	PROG04958	Parque Solar El Copey	Solar	200	2026/12/31	Si
GCM	Codazzi 110 kV	PROG07933	Churucó Solar de 60 MW	Solar	60	2028/05/30	Si
GCM	El Copey 500 kV	PROG08201	LAS PALMERAS	Solar	200	2026/10/26	Si
GCM	La Loma 110 kV	PROG08258	LA LOMA 200 MW	Solar	200	2027/10/31	Si
GCM	Cuestecitas 500 kV	PROG08679	Elipse	Eólico	200	2026/12/31	Si
GCM	Rio Córdoba 110 kV	PROG08694	Parque Eólico Cordobita	Eólico	50	2027/12/31	Si
GCM	La Loma 500 kV	PROG08709	Ariguaní 200MW	Solar	200	2027/06/30	Si
GCM	La Loma 500 kV	PROG08711	DRUMMOND	Solar	50	2026/06/30	Si
TOTAL					7347		

Tabla 3-7 Proyectos de generación con CEN > 20 MW

Sup: Supeditado a un proyecto de transmisión; CS: Subárea Córdoba – Sucre

En proyectos de generación menores a 20 MW, se prevé la incorporación de aproximadamente 343 MW, de estos la mayoría de estos proyectos corresponde a tecnología solar fotovoltaica.

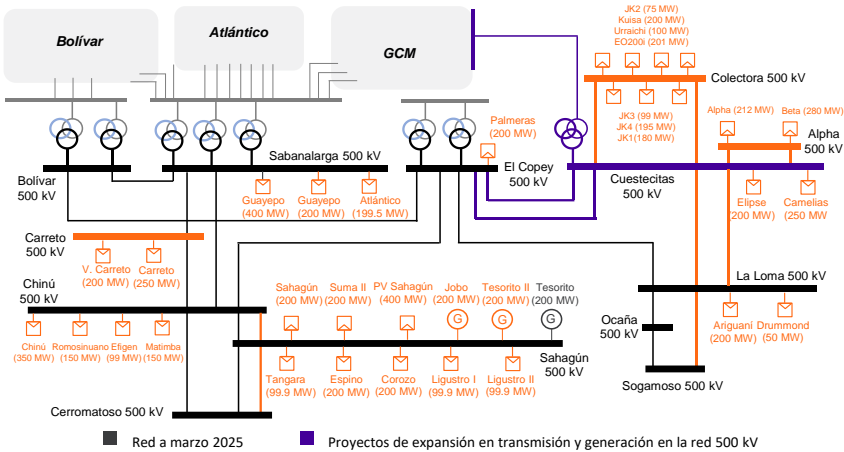


Figura 3-14 Proyectos de expansión en generación con conexión a la red 500 kV

Entre las subestaciones Colectora y Cuestecitas 500 kV se tienen proyectados inicialmente 1992 MW, de los cuales 1050 MW en Colectora (a la fecha 259 MW poseen obligaciones) y 942 MW en Cuestecitas 500 kV (a la fecha 742 MW poseen obligaciones). El desarrollo asincrónico de estos proyectos y los de infraestructura de red a 500 kV, puede causar retos operativos en el control de tensión. Por lo que es fundamental que los promotores informen de la firmeza de los proyectos y su FPO, y para definir si deben considerarse en los análisis de planeamiento.

Por otro lado, ante la considerable cantidad de recursos basados en inversores conectados a la red de 500 kV, es crucial de que cuenten con los ajustes adecuados de sus controladores de forma que no presenten cesación de potencia ante falla, lo que pudiesen causar excursiones de la frecuencia por fuera de los valores seguros y regulatorios. Se recomienda a la UPME que durante la planificación de la expansión tenga presente la evolución esperada de la red (recursos de generación y topología), y a través de un análisis detallado en el dominio del tiempo (EMT), evalúe el

comportamiento de las variables eléctricas del sistema ante posibles fallas. Esta evaluación permitirá identificar la pertinencia de conceptuar la conexión al SIN de equipos adicionales con capacidad de aporte de cortocircuito e inercia, que otorguen al sistema de las herramientas suficientes para mantener estabilidad en términos de frecuencia, ángulo y tensión ante fallas.

3.4.1 PROG08258 – LATAM solar La Loma 200 MW

Promotor: LATAM SOLAR FOTOVOLTAICA LA LOMA S.A.S. **FPO:** 31/10/2027

Descripción: Proyecto de generación solar de capacidad de 200 MW a conectar en La Loma 110 kV.

Impacto: El recurso Latam de 200 MW se conectará al nodo La Loma 110 kV, al cual ya están vinculados otros recursos como Latam de 150 MW (en operación), Asturias de 9.9 MW, Pétalo de 9.9 MW, Pétalo del Cesar de 9.9 MW y Sabana de 9.9 MW, sumando un total de 389 MW. Con la operación de estos recursos, junto con otros de la subárea GCM, como El Paso de 67 MW, se proyecta un incremento en la potencia que fluye a través de los transformadores La Loma 1 y 2 de 500/110 kV hacia la red de 500 kV. Este aumento de carga podría generar sobrecargas en dichos transformadores, incluso bajo condiciones de red completa.

Para controlar esta restricción, la acción más efectiva es limitar la generación de los recursos conectados al nodo La Loma 110 kV. Una vez cubierta esta restricción, se debe controlar las restricciones por sobrecarga de un transformador de La Loma 500/110 kV ante contingencia del otro.

- La Loma 1 500/110 kV / La Loma 2 500/110 kV
- La Loma 2 500/110 kV / La Loma 1 500/110 kV

Dadas las restricciones que pueden presentarse en la generación solar de los recursos a conectar en la Loma 110 kV, se recomienda evaluar la instalación de un tercer transformador en La Loma 500/110 kV, y evaluar la pertinencia de incluir baterías para gestionar los MW que pueden activar dicha restricción y ser entregados al sistema en periodos con ausencia de sol.

3.4.2 PROG04958 Parque Solar El Copey

Promotor: Parque Solar Fotovoltaico El Copey S.A.S.

FPO: 31/12/2026

Descripción: Capacidad 200 MW

Impacto: Facilita activar la restricción: El Copey - Fundación 2 220 kV / Copey – Fundación 1 220 kV.

3.4.3 PROG08694 Parque Eólico Cordobita

Promotor: PARQUE SOLAR COLOMBIA XXI S.A.S. E.S.P.

FPO: 31/10/2027

Descripción: Capacidad 50 MW

Impacto: Facilita activar la restricción: Santa Marta 1 220/110 kV / Gaira - Puerto nuevo 110 kV.

3.4.4 Solar Rodas

Promotor: COX ENERGY COLOMBIA S.A.S

FPO: 15/04/2026

Descripción: Capacidad 19.9 MW a conectar en Salguero 34.5 kV

Impacto: en operación del recurso solar Rodas (19.9 MW), se completan los 79.6 MW de generación conectados a Valledupar 34.5 kV, barra 3, identificándose que en escenarios de baja demanda de la carga de Salguero puede presentarse activación de la restricción por sobrecarga del transformador Valledupar 9 110/34.5 kV, en cuyo caso, puede requerirse limitar generación en los recursos solares Valledupar 1,2,3 o Rodas. Es importante resaltar que la carga de Salguero hace parte de las cargas que se deslastran por actuación del EDAC, igualmente puede presentarse salida no programada de carga por eventos de red u ocurrencia del FIDVR, por lo que se debe evaluar acciones que permitan una operación segura como: la instalación de un segundo transformador 110/34.5 kV, evaluar la

posibilidad de acoplar las barras a 34.5 kV de Valledupar, traslados de carga o un esquema de rechazo de generación -RAG- en los recursos solares Valledupar 1,2,3 y Rodas.

3.5 Recomendaciones

En el área Caribe, presenta entre los desafíos contar con la fortaleza de red requerida para dar el mayor aprovechamiento a los recursos proyectados de generación solar fotovoltaica y eólica. Sin embargo, se identifican varios nodos de conexión FERN C que podrían no cumplir con los umbrales de la métrica SCRIF, lo que puede causar la necesidad de programar generación síncrona por fortaleza de red o limitar la inyección de potencia de las FERN C. Por otro lado, algunos nodos no cumplen el umbral de 1.5 de la métrica de SCRIF incluso programando todas las unidades de generación síncrona cercanas, quedando como única alternativa limitar la inyección de potencia de las FERN C. Lo anterior se debe a factores como la capacidad en MW, la ubicación en la red o la proximidad a otros IBR, para evitar esta condición, es crucial que la UPME convoque proyectos que brinden fortaleza de red, estratégicamente ubicados y dimensionados. Entre los equipos para este propósito se incluyen compensadores síncronos, como los ya convocados por la UPME en el STR de la subárea GCM, de los cuales se destaca además que permiten mejorar la velocidad de recuperación transitoria de tensión ante fallas.

Dado lo anterior, se recomienda que la UPME, desde la validación de puntos de conexión y la asignación de capacidad a los recursos FERN C, realice un análisis integral que contemple los niveles de cortocircuito y los requerimientos de fortaleza de la red, identificando desde la planeación de la expansión la necesidad de implementar equipos que fortalezcan la red, ya sea independientes, o como parte del parque generador.

Entrada de proyectos de expansión

Es de resaltar que, aun con la entrada de todos los proyectos considerados en el horizonte del largo plazo, el número de restricciones aumenta de 65 a 71, y en caso de retrasos o la no entrada de proyectos, el número podría ser aún mayor. Por lo que es fundamental, ante el crecimiento progresivo de la demanda de energía, la implementación oportuna de los proyectos y la definición de nuevos proyectos o acciones que permitan, ante el crecimiento progresivo de la demanda de energía, mejorar la seguridad de la red y disminuyan las restricciones actuales y futuras de la red.

Algunos proyectos estratégicos incluyen:

- Subestación Carreto 500 kV y transformación Carreto 500/66 kV (FPO: 2027)
- Nueva Magangué 500/115 kV (FPO: 2028)
- Compensadores síncronos STR de la subárea GCM (FPO: 2028)
- Nueva Sahagún 500/110 kV (FPO: 2030)
- El Rio 220/110 kV, Nueva San Juan 220/110 kV y Nueva Toluviejo 220/110 kV.

La entrada de nuevos proyectos, permitirán aumentar la capacidad de importación del área de 2000 a 2600 MW y la de exportación de 2500 MW a 3700 MW. Sin embargo, para su implementación segura se recomienda, como obras complementarias implementar un segundo circuito La Mojana – Nueva Sahagún 110 kV y Ternera - Gambote 66 kV, y aumentar la capacidad de corriente de los circuitos existentes: Chinú – San Marcos 110 kV y Ternera Gambote 66 kV.

Aprovechamiento del potencial FERN C del área

Para el mayor aprovechamiento del potencial de generación solar fotovoltaica y eólica del área, especialmente de la subárea GCM, se recomienda a la UPME:

- Identificar proyectos que permitan eliminar las restricciones que limitan la capacidad de exportación de potencia del área, como: sobrecarga en la transformación de Ocaña 1 y 2 500/220 kV y Heliconia 1 y 2 500/220 kV ante el disparo de uno de los transformadores, además de otras restricciones mencionadas en este informe.
- Convocar la instalación de equipos para aumentar la capacidad de control de potencia reactiva y tensión en la red. En este sentido, se sugiere evaluar la viabilidad técnica de hacer

maniobrables algunos de los reactores de línea en 500 kV que actualmente no cuentan con interruptor, como los ubicados en las bahías de línea Sabanalarga 500 kV a Chinú 1 y 2 500 kV.

- Convocar proyectos que aumenten la capacidad de exportación de potencia del área Caribe, como el enlace HVDC entre Colectora y Primavera 500 kV y otros refuerzos que maximicen el aprovechamiento de este corredor.

Adicionalmente, se recomienda considerar la implementación de un sistema HVDC multiterminal para proporcionar mayor redundancia y confiabilidad en la transmisión en HVDC, facilitando su integración con el sistema HVAC. Esto no solo fortalecerá la capacidad de exportación del área Caribe hacia el SIN, sino que también optimizará el aprovechamiento del potencial de generación renovable y permitirá una futura interconexión con otros países de Suramérica.

Coordinación de Proyectos de Generación y Transmisión

Es fundamental considerar la coordinación temporal en la entrada de los proyectos de transmisión a 500 kV y los de generación que se conectarán en la subárea GCM (Cuestecitas y Colectora). Ya que al entrar primero los proyectos de transmisión, se presentarán escenarios de baja congestión en la red de 500 kV y altos niveles de tensión en los nodos de GCM. Ante esta condición, hasta que entren en operación los proyectos de generación, para el control de tensión de estado estacionario, podrá requerirse ante ciertos escenarios comandar desde el CND apertura de circuitos como El Copey – Cuestecitas y Cuestecitas – Colectora a 500 kV.

Dado que la proyección de la matriz energética de generación indica que su mayor componente será de FERN, principalmente de recurso solar fotovoltaico, y con poco incremento en recursos síncronos (hidráulicos y térmicos), se recomienda a la UPME evaluar la viabilidad de integrar sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) para aprovechar el potencial de energía solar durante las horas nocturnas y aportar flexibilidad operativa para mitigar restricciones en el sistema.

Confiabilidad de la infraestructura

Se recomienda a la UPME reconfigurar las subestaciones en anillo hacia otro tipo de configuración que ofrezca mayor flexibilidad y confiabilidad, especialmente aquellas subestaciones que tienen más de cinco campos. Los casos más críticos son Valledupar 220 kV, Fundación 220 kV y Ternera 66 kV.

Agotamiento de red

En el área Caribe, varios nodos presentan agotamiento en la capacidad de cortocircuito, particularmente en la subárea Atlántico. Por lo que se recomienda a la UPME y OR implementar acciones que permitan operar ante los posibles escenarios de generación sin sobrepasar los límites declarados de cortocircuito.

Para la subárea Bolívar, asociado al alto crecimiento de demanda, bajo enmallamiento y agotamiento de red, se identifican restricciones por sobrecarga y baja tensión en red completa y ante contingencia sencilla, de estas 7 están declaradas en condición de alerta/emergencia por ser dependientes de demanda y tener bajo control con generación. Esta condición de la subárea hace difícil gestionar la indisponibilidad de activos, lo que causa alta dependencia de recursos de generación Proeléctrica, Candelaria y Cartagena, y en algunos casos, la programación de demanda no atendida, requerir reconfiguraciones o esquemas suplementarios. Por lo que se recomienda a la UPME y a los OR identificar proyectos de expansión que permitan eliminar la susceptibilidad a la activación de restricciones, actuales y futuras de la red, como podrían ser una entrada de potencia a la red 66 kV desde el STN, nuevos circuitos 66 kV, o evaluar el aumento de la tensión nominal de la red de 66 kV a 110 kV.

En la subárea GCM, se identifican en el largo plazo agotamiento en la transformación de Santa Marta 220/110 kV y aumentos en criticidad del agotamiento de la transformación Valledupar 220/34.5 kV y Valledupar 110/34.5 kV, por lo que es crucial que se implementen proyectos que refuercen la red para operar de forma segura, sin poner en riesgo la atención de la demanda.

4 Área Antioquia

El área Antioquia está interconectada con todas las áreas del sistema colombiano, contando con enlaces a Caribe (500 kV/110 kV), Nordeste (500 kV/230 kV), Oriental (500 kV/230 kV) y Suroccidental (500 kV/230 kV).

Entre las características topológicas de la red del área de Antioquia, se resalta que la línea Lagunas – Caucheras 110 kV opera normalmente abierta en el extremo de Caucheras, para evitar la salida en cascada de elementos de red ante contingencia sencilla. Debido a esta condición, los nodos de Chorodó 110 kV, Caucheras 110 kV y Lagunas 110 kV (FPO: 2025) son susceptibles a desatención de demanda o baja tensión en caso de contingencias en algún circuito del corredor Occidente – San Jerónimo – Santa Fe de Antioquia de 110 kV.

En el departamento del Chocó, en la red de 115 kV operada por DISPAC, se ha identificado que los nodos de Cértégui, Quibdó e Istmina a 115 kV son susceptibles a presentar tensión inferior al umbral regulatorio (0.9 p.u.) ante contingencia sencilla, en particular de la línea Cértégui – La Virginia 115 kV. Esta condición se presenta cuando la carga en dichos nodos es igual o mayor a 23 MW, valor que se supera en gran número de periodos. Por lo que, el 3 de febrero del 2023, XM declaró la red de DISPAC en estado de Alerta.

Para mitigar este riesgo DISPAC instaló un ESP que desconecta cargas en Istmina, Cértégui y Quibdó a 115 kV ante condiciones de baja tensión. Los proyectos que brindan solución estructural son el SVC de 30 Mvar en Cértégui 115 kV (FPO: 2027, aunque la convocatoria se encuentra desierta a la fecha de este informe) y la materialización de las subestaciones Nueva Quibdó 220 kV y Nueva Quibdó 115 kV (FPO 2030).

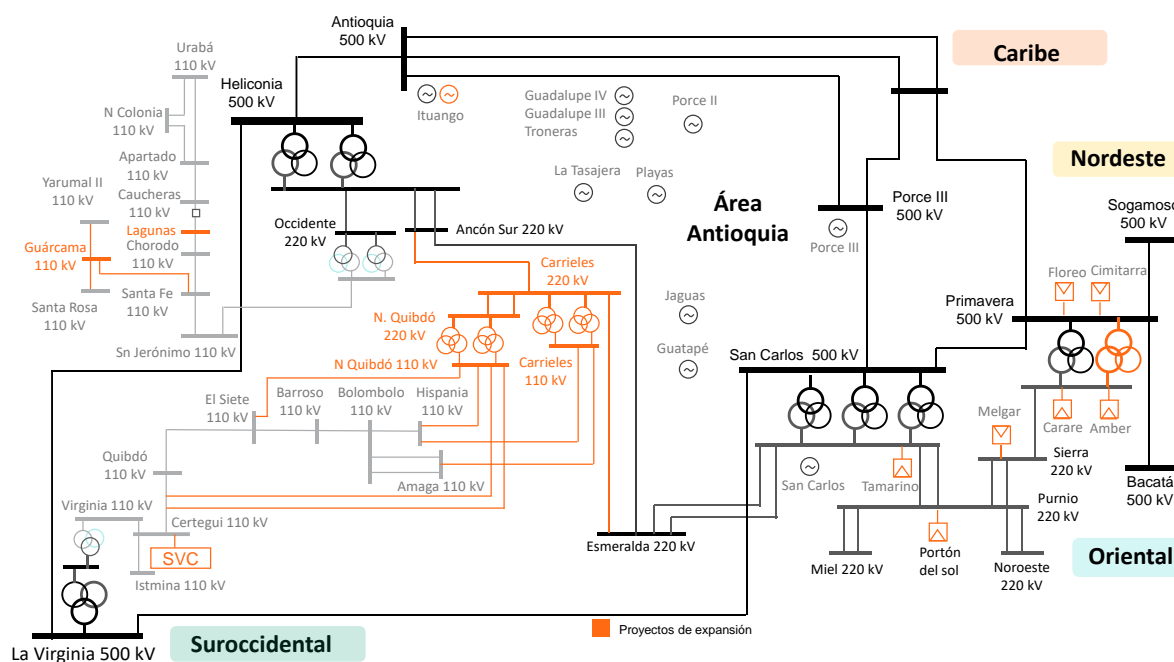


Figura 4-1 Área Antioquia

La demanda máxima del área Antioquia a 2025 es del orden de 1655 MW y a 2035 demanda pronostico prevé se alcancen los 1775 MW.

Evolución pronosticada de la demanda

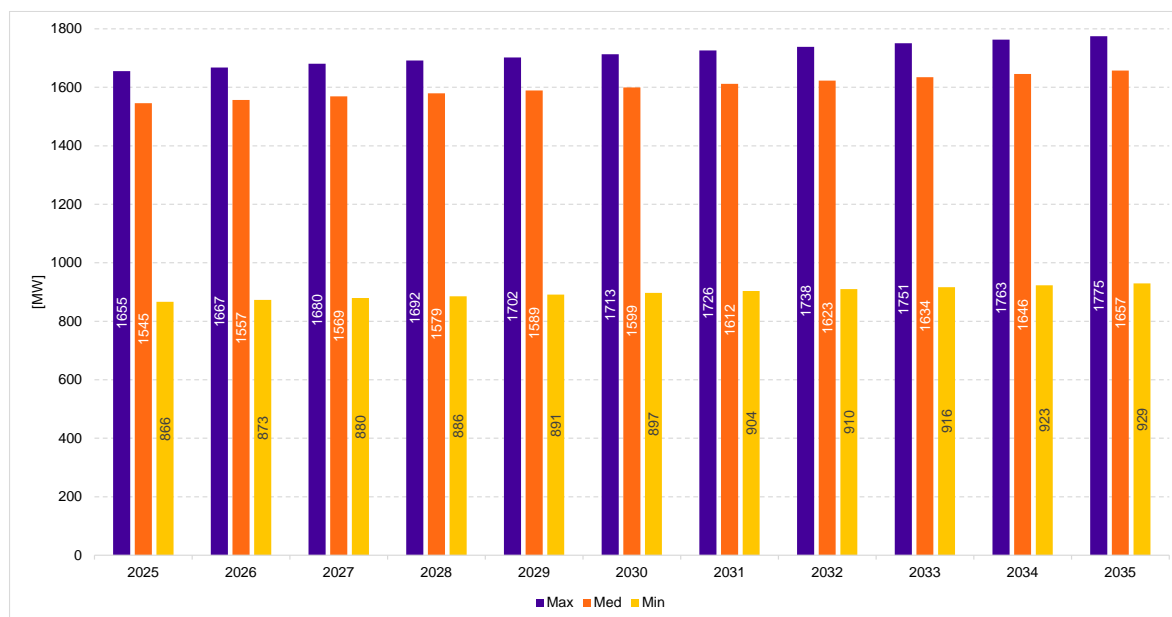


Figura 4-2 Evolución pronosticada de la demanda [MW] - Área Antioquia 2025 - 2035

La capacidad de generación en 2026 es cercana a 7474 MW, distribuida en un 82% de energía hidráulica, un 10% de energía térmica y un 8% de energía solar. Para el año 2027, se espera que esta capacidad supere los 9427 MW, algunos proyectos de alto impacto para este aumento de generación son la segunda etapa de Ituango (1200 MW) y los proyectos solares Tamarino (200 MW) y Cimitarra (200 MW). Para el año 2028, se espera que la capacidad instalada de generación alcance los 9552 MW.

Evolución capacidad de generación

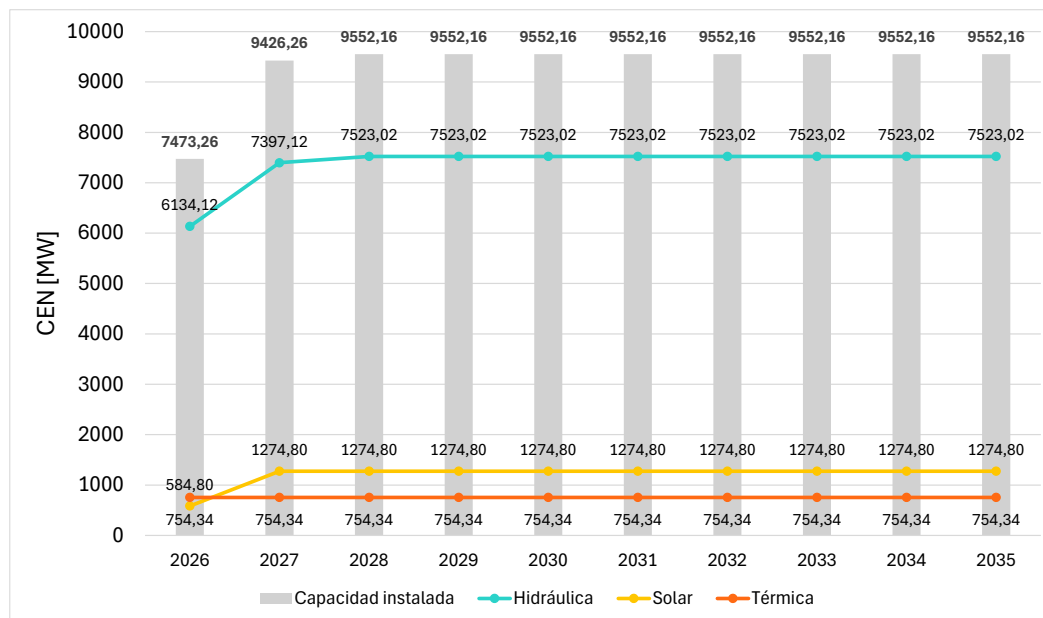


Figura 4-3 Aumento capacidad de generación por recurso del área Antioquia

Dado el enmallamiento del área de Antioquia, tanto para la red en 2026 como para la proyectada a largo plazo, no se identifican para la importación de potencia del área un valor límite de potencia, ni requerimiento de programación de unidades de generación por soporte de tensión. Sin embargo, existen dos restricciones que pueden causar la necesidad de balance entre recursos de generación con punto de conexión en la red 500 kV y recursos con conexión a niveles inferiores de tensión:

- Sobrecarga de un transformador de Heliconia 500/230 kV ante contingencia de uno de ellos: Se presenta en escenarios con baja generación en recursos de Antioquia conectados a 220 kV y 110 kV, y alta generación en las áreas Caribe y Nordeste, así como en recursos de Antioquia conectados a 500 kV, como Ituango y Porce III.
- Sobrecarga de un transformador de San Carlos 500/230 kV ante contingencia de uno de ellos: Se presenta cuando hay alta generación en recursos al interior de Antioquia con conexión en nodos de 220 y 110 kV y baja generación en los recursos conectados a 500 kV y alta exportación de potencia al SIN en particular al área Caribe y Nordeste.

Para la condición proyectada de la red del área Antioquia a 2026, se identifican 25 restricciones. De estas, 19 son operativas y 6 son eléctricas (5 por cortocircuitos y una por sobrecarga en red completa). Con el aumento de la demanda y la entrada de proyectos de expansión y generación, se presenta una disminución en el número de restricciones a 17, resaltando que esta disminución solo se presenta en las restricciones operativas, y las restricciones por cortocircuito y por sobrecarga en red completa se mantienen, por lo que se es crucial que los OR, UPME identifiquen acciones operativas u obras que permitan la eliminación de estas restricciones.

4.1 Evolución restricciones por año área Antioquia

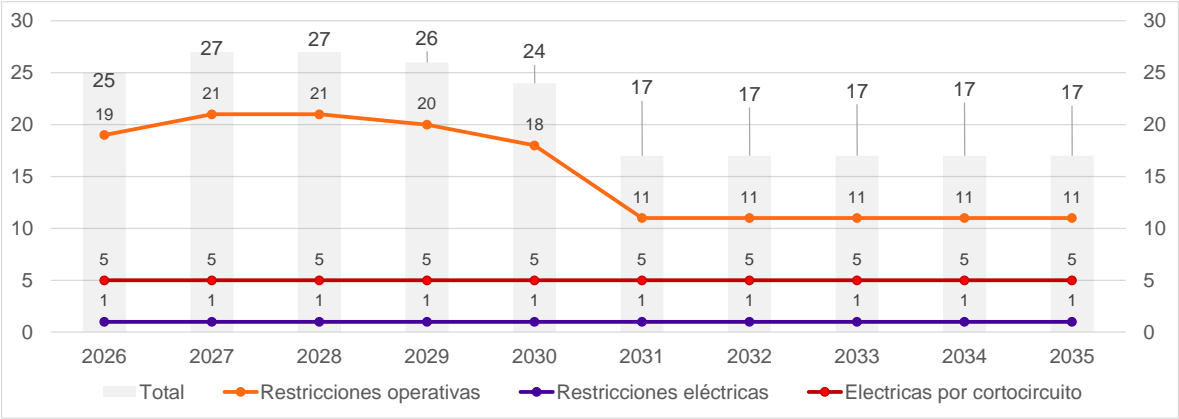


Figura 4-4 Evolución esperada en el número de restricciones - Área Antioquia

Nota: El número de restricciones es indicativo dados los supuestos del estudio.

4.1.1 Tabla con evolución de las restricciones.

Las restricciones operativas se presentan en la forma: **Equipo A / Equipo B**, las cuales se leen: de materializarse la N-1 del equipo A, se sobrecarga el Equipo B, además se presentan las recomendaciones operativas más relevantes para mitigar cada restricción.

Restricciones en el área Antioquia

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	>2033	Escenario	Proyecto que la elimina	
1	Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV	417									Alta generación en Sierra, Centro, Amber, Melgar	No hay proyecto	
2	Bolombolo - Barroso 110 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC										Demanda superior a 42 MW en el departamento del Chocó.	PTRA13267 SVC 30 Mvar Cértégui PTRA00389 Nueva Quibdó 115 kV PTRA13502 Nueva Quibdó 220 kV	
3	Barroso - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
4	Quibdó - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
5	Cértégui - Virginia 1 115 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
6	Quibdó - Cértégui 115 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
7	Ancón Sur (EPM) - Amagá 110 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
8	Amagá - Bolombolo 1 110 kV / Baja tensión red 115 kV DISPAC												
9	Sobrecarga Barbosa - Girardota 110 kV	80									Alta generación recursos 500 kV	No hay proyecto	
10	Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV	620											
11	Heliconia 2 500/220 kV / Heliconia 1 500/220 kV	620											
12	Porce III - Sogamoso 500 kV / 5M200 Primavera 500 kV (interruptor de acople)	1130									Alta gen en 500kV, baja exportación Caribe y alta Nordeste y Oriental		
13	5M200 Primavera 500 kV/ Primavera 500/230 kV	1025											
14	Ancón – Amagá 110 kV / Ancón – Caldas 110 kV	74									Baja gen en Bolombolo, Barroso, Amagá e Hispania.	PTRA00476 S/E Carreiles 230 kV (Antes S/E Hispania 230 kV). PTRA01152 S/E Carreiles 110 kV	
18	Ancón – Caldas 110 kV / Ancón – Amagá 110 kV	74									Carga de Puerto Antioquia	No hay proyecto	
19	Urabá – Nueva Colonia 110 kV / Urabá - Apartado 110 kV	70									Alta generación menor en oriente	PTRA00324 Corrientes 230 kV (Antes San Lorenzo).	
20	Sonsón – La Ceja 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV	123									Alta generación en La Sierra, Solar Amber y Melgar,	No hay proyecto	
21	La Sierra 230/115 kV / La Sierra - San Carlos 1 230 kV	380									Alta generación en 220 kV y baja en 500 kV y Caribe.		
22	La Sierra - San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV	380											
23	San Carlos 2 500 kV /230 kV / San Carlos 3 y San Carlos 4.	785											
24	San Carlos 3 500 kV /230 kV / San Carlos 2 y San Carlos 4.	785											
25	San Carlos 4 500 kV /230 kV / San Carlos 2 y San Carlos 3.	785											
Agotamiento capacidad de cortocircuito													
15	Guatapé 220 kV										Según número de recursos en línea.	No hay proyecto	
16	San Diego 110 kV												
17	Guayabal 110 kV												
26	Primavera 220 kV												
27	Central 110 kV												

Tabla 4-1 Evolución restricciones área Antioquia ante la entrada de proyectos

4.2 Impacto proyectos transmisión área Antioquia

Se consideran en operación:

- PTRA09145 Puerto Antioquia, FPO: 31/03/2025
- PTRA06199 San Lorenzo II 110 kV, FPO: 30/09/2025
- PTRA03852 Segundo Transformador Primavera 500/230 kV - 450 MVA, FPO 31/10/2025
- PTRA01047 Subestación Lagunas 110 kV, FPO: 30/11/2025

4.2.1 PTRA13267 SVC de 30 Mvar en S/E Cértégui 115 kV

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Instalación de un SVC de 30 Mvar en S/E Cértégui 115 kV.

Impacto: Mejorará el soporte de tensión a nivel 115 kV, en las subestaciones del corredor Barroso – El Siete – Quibdó – Cértégui, tanto en condiciones de red completa como ante una contingencia sencilla. Sin embargo, dichos nodos seguirán siendo susceptibles a baja tensión en caso de contingencia en el circuito Cértégui – Quibdó a 115 kV.

Se resalta que la convocatoria de este Proyecto ha sido declarada desierta. Por lo tanto, se recomienda a la UPME realizar las gestiones necesarias para adjudicar este proyecto.

4.2.2 PTRA00476 S/E Carrieles 230 kV (Antes S/E Hispania 230 kV).

Promotor: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. – **FPO:** 31/03/2026

Descripción: Carrieles 230 kV reconfigura el circuito Ancón Sur ISA – Esmeralda 230 kV, en Ancón Sur ISA – Carrieles 230 kV y Carrieles – Esmeralda 230 kV. Está previsto que se conecte la carga de la Minera Quebradona de 58 MW, sin embargo, esta carga aún no cuenta con licencia ambiental.

Impacto: El impacto de este proyecto se describe en conjunto con Carrieles 110 kV.

4.2.3 PTRA01152 S/E Carrieles 110 kV y obras asociadas.

Promotor: EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. – **FPO:** 31/12/2029

Descripción: Carrieles a 110 kV se conecta al STN con carrieles 220 kV a través de dos transformadores 180 MVA 220/110 kV. Además, contará con conexión al SDL mediante un transformador 40 MVA 110/44 kV y atenderá parte de carga de Bolombolo a 110 kV y Amaga 110 kV.

Impacto: En operación los proyectos Carrieles 230 kV / 110 kV se eliminan las restricciones:

- Ancón – Amagá 110 kV / Ancón – Caldas 110 kV.
- Ancón – Caldas 110 kV / Ancón – Amagá 110 kV.

Además, elimina la conexión en T del circuito Bolombolo - Hispania – Amaga 110 kV y la condición radial de Hispania 110 kV, eliminando/modificando la zona CNE Amagá – Bolombolo.

4.2.4 PTRA00389 S/E Nuevo Quibdó 115 kV y líneas asociadas

Promotor: Pendiente de asignación. – **FPO:** 30/12/2030

Descripción: La construcción de un barraje de 115 kV a partir de la apertura de la línea Quibdó – El Siete 115 kV incluye la instalación de dos transformadores de 150 MVA cada uno y la construcción de las líneas Cértégui – Nueva Quibdó 115 kV y Hispania – Nueva Quibdó 115 kV.

Impacto: El impacto de este proyecto se describe en conjunto con Nueva Quibdó 220 kV.

4.2.5 PTRA13502 S/E Nueva Quibdó 220 kV

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 30-12-2030

Descripción: Nueva Quibdó 220 kV se conectará por un doble circuito a Carrieles 220 kV.

Impacto: Elimina las restricciones por baja tensión a nivel de 115 kV, en el corredor Barroso – El Siete – Quibdó – Cértégui (Red de DISPAC), garantizando la confiabilidad y seguridad en esta zona.

4.2.6 PTR02088 S/E Guárcama 110 kV.

Promotor: EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. – **FPO:** 31/07/2026

Descripción: El proyecto consta de tres etapas. La Etapa 1, incluye la S/E Guárcama a 110 kV, la cual secciona el circuito Yarumal II – Nueva Santa Rosa a 110 kV. La Etapa 2, consiste en la conexión al SDL (110/44 kV y 44/13.2 kV). La Etapa 3, entrada del circuito Santa Fe de Antioquia – Guárcama 110 kV. La S/E Guárcama tomará parte de la carga atendida por Yarumal, Santa Fe de Antioquia y Nueva Santa Rosa a nivel de 110 kV.

Impacto: El proyecto elimina la condición radial de las subestaciones Santa Fe de Antioquia y San Jerónimo a 110 kV, mejorando la confiabilidad de sus demandas y modifica los elementos de la zona CNE Occidente – Caucheras.

Los proyectos de generación hidráulica Santa Inés 9 MW y Chorreritas 19,9 MW, se encuentran supeditado a la entrada de este Proyecto.

4.2.7 PTR04449 S/E Ayurá 110/44/13.2 kV.

Promotor: EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. – **FPO:** 31/12/2027

Descripción: S/E Ayurá 110 kV y nuevos circuitos Ayurá – Miraflores 110 kV y Ayurá - Ancón Sur 110 kV. Esta subestación tomará 17 MW de Envigado 110 kV y 10 MW de Poblado 110 kV:

Impacto: Incrementa el enmallamiento de la red de 110 kV, lo que mejora la estabilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico.

4.2.8 PTR00324 S/E Corrientes 230 kV (Antes San Lorenzo).

Promotor: Pendiente de asignación. **FPO:** 31/10/2028

Descripción: Nueva S/E Corrientes 230 kV, mediante la reconfiguración de los enlaces San Carlos – Esmeralda 230 kV en San Carlos – Corrientes 230 kV y Corrientes – Esmeralda 230 kV.

Impacto: Elimina la restricción por sobrecarga de Sonsón – La Ceja 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV.

Es de resaltar que, los proyectos de generación hidráulica Santo Domingo 80 MW y Aures Alto 19,9 MW, se encuentran supeditado a la entrada de este Proyecto.

4.3 Impacto proyectos de generación área Antioquia

4.3.1 PROG08690 Melgar 180 MW y PROG08521 Amber 99,9 MW

Promotor Melgar: SOLAR EL EDÉN S.A.S. - **FPO:** 31/12/2026

Promotor Amber: PARQUE SOLAR AMBER S.A.S. E.S.P. - **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Planta solar Melgar 180 MW y Amber 99,9 MW a conectar en La Sierra 220 kV.

Impacto: En operación, aumenta la posibilidad de activación y criticidad de las restricciones:

- Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV.
- San Carlos 2 500 kV / 230 kV / San Carlos 3 500 kV / 230 kV y San Carlos 4 500 kV / 230 kV.
- San Carlos 3 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 500 kV / 230 kV y San Carlos 4 500 kV / 230 kV.
- San Carlos 4 500 kV / 230 kV / San Carlos 2 500 kV / 230 kV y San Carlos 3 500 kV / 230 kV.
- Primavera 1 500 kV / 230 kV / Primavera 2 500 kV / 230 kV (restricción de nivel 2).
- Primavera 2 500 kV / 230 kV / Primavera 1 500 kV / 230 kV (restricción de nivel 2).

Nuevas restricciones:

- La Sierra 230/115 kV / La Sierra - San Carlos 1 230 kV.
- La Sierra - San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV.

Se recomienda a la UPME y los operadores de red trabajar de forma conjunta en evaluar proyectos de transmisión que permitan reforzar la red a nivel de STN y poder operar de forma segura y confiable ante los posibles escenarios de generación del área.

Nota: Las restricciones sobre la transformación de Primavera 500/230 kV, se cubren al cuidar las restricciones por sobrecarga de los transformadores de San Carlos ante contingencia.

4.3.2 PROG04748 Proyecto Solar Carare 200 MW

Promotor: ABO WIND RENOVABLES PROYECTO UNO S.A.S E.S.P. – **FPO:** 31/03/2027

Descripción: Planta Solar Carare de 200 MW a conectar en Primavera 230 kV.

Impacto: Aumenta la criticidad de la Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV, así como de las restricciones de la Sierra 230 kV / 115 kV / Sierra – San Carlos 230 kV.

4.3.3 PROG08648 Solar Floreo y PROG08403 Solar Cimitarra

Promotor Florero: SOLANO RENOVABLES SAS. - **FPO:** 31/12/2026

Promotor Amber: PROYECTO SOLAR CIMITARRA SAS - **FPO:** 31/05/2027

Descripción: Solares Floreo y Cimitarra cada una de 200 MW, se conectarán a Primavera 500 kV.

Impacto: Reduce las restricciones de los tres (3) transformadores de San Carlos 500 kV / 230 kV y reduce las restricciones Sierra 230 kV / 115 kV / Sierra – San Carlos 1 230 kV y La Sierra - San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV.

4.3.4 PROG08586 Tamarino 200 MW

Promotor: TAMARINO COLOMBIA S.A.S. - **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Planta solar de 200 MW a conectar en San Carlos 220 kV.

Impacto: Ayuda en el control de la restricción de la Sierra – Primavera 230 kV / Sierra - San Carlos 230 kV. Sin embargo, aumenta la criticidad de los 3 transformadores de San Carlos 500 kV / 230 kV, así como la de la Sierra 230 kV / 115 kV / Sierra – San Carlos 1 230 kV y La Sierra - San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV.

4.3.5 PROG00680 Ituango (Segunda Etapa) 1200 MW

Promotor: EPM. - **FPO:** Unidad 5: 04/04/2027, U6: 07/06/2027, U7: 12/08/2027, U8: 02/10/2027

Descripción: 4 unidades de generación hidráulica de 300 MW c/u a conectar en Antioquia 500 kV.

Impacto: La segunda etapa de Ituango (1200 MW) se posiciona como el proyecto síncrono más grande en el horizonte a largo plazo. Dado que el principal componente del crecimiento de la matriz energética del SIN es solar, contar con este recurso toma especial relevancia para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda, especialmente en periodos sin irradiación solar. En cuanto al control de restricciones, cabe anotar que ayudará a gestionar la restricción operativa por sobrecarga de los transformadores San Carlos 500 kV / 230 kV ante el disparo de uno de ellos. Por otro lado, la operación de las dos etapas de Ituango (2400 MW) aumenta la probabilidad de activación y la criticidad de la restricción por sobrecarga en el transformador Heliconia 1 o 2 500/230 kV ante la contingencia del otro. Sin embargo, es importante resaltar que dicha restricción es controlable mediante balances de generación con recursos conectados al interior de Antioquia en niveles de tensión de 220 kV, 110 kV o inferiores.

4.3.6 PROG00334 Santo Domingo 56 MW

Promotor: EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. - **FPO:** 31/08/2027

Descripción: Dos unidades de 28 MW a conectar en San Lorenzo II 110 kV. Su entrada está supeditada al proyecto Corrientes 220 kV.

Impacto: Aumenta la criticidad en la restricción de Sonsón – La Ceja 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV. Lo que puede causar techos de generación en estos recursos, se recomienda a EPM evaluar alternativas que permitan eliminar la restricción indicada, como puede ser aumento en capacidad del conductor entre otras acciones.

4.3.7 PROG08426 Puerto Boyacá 90 MW

Promotor: DSE PUERTO BOYACÁ S.A.S. - **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Solar fotovoltaica Puerto Boyacá de 90 MW a conectar en Puerto Boyacá 110 kV.

Impacto: En operación y alta generación de otros recursos en la zona, se presenta un alto valor de carga en los elementos de la red del corredor San Lorenzo – Calderas – Guatapé 110 kV y en el transformador Guatapé 230 kV / 115 kV. El proyecto Corrientes 220 kV, que actualmente no tiene promotor y tiene una fecha de puesta en operación (FPO) para el 31/10/2028, evita la posible activación de estas restricciones.

4.3.8 PROG08490 Central Hidroeléctrica San Bartolomé 50 MW

Promotor: ISAGEN S.A. E.S.P. - **FPO:** 30/06/2028

Descripción: Hidroeléctrica San Bartolomé de 50 MW a conectar en Malena 220 kV.

Impacto: Aumenta la criticidad de la restricción en los 3 transformadores San Carlos 500 kV / 230 kV). Lo que puede causar techos de generación en estos recursos, se recomienda a ISAGEN S.A. E.S.P. evaluar alternativas que permitan eliminar la restricción indicada.

4.3.9 Otros proyectos generación

Código	Proyecto	Conexión	Tipo	CEN [MW]	FPO	Supeditado
PROG00394	PCH Conde	Valparaíso 13.2 kV	Hidráulico	3.52	31/03/2026	No
PROG08381	HIDROLIMÓN	El Limón 13.2 kV	Hidráulico	1.60	30/06/2026	No
PROG08192	PCH Chilsa	La Ceja 13.2 kV	Hidráulico	2.07	26/10/2026	No
PROG04847	CH Guaico	Valparaíso 13.2 kV	Hidráulico	1.20	31/12/2026	Si
PROG04777	CH Vequedo	Valparaíso 44 kV	Hidráulico	2.60	31/12/2026	Si
PROG08350	PCH Colibrí	Santuario 44 kV	Hidráulico	13.69	31/12/2026	No
PROG06879	PCH El Remanso	Chorodó 110 kV	Hidráulico	17.00	31/12/2026	Si
PROG01458	Rio Verde	Lagunas 44 kV	Hidráulico	9.90	31/12/2026	Si
PROG00403	PCH Aures Alto	Sonsón 110 kV	Hidráulico	19.90	31/03/2027	Si
PROG03379	Santa Inés	Guárcama 44 kV	Hidráulico	9.00	31/03/2027	Si
PROG08431	Hidrotigre	Amalfi 13.2 kV	Hidráulico	4.50	30/06/2027	No
PROG08442	Hidromonos	Tigre 44 kV	Hidráulico	9.90	30/06/2027	No
PROG08736	Mina vieja	Guadalupe 44 kV	Hidráulico	13.70	30/06/2027	No
PROG02090	Chorreritas	Guárcama 110 kV	Hidráulico	19.90	31/10/2028	Si
PROG08462	PCH Churimo	Guatapé 13.2 kV	Hidráulico	6.00	31/10/2028	Si
Total				134.48		

Tabla 4-2. Impacto otros proyectos de generación.

A partir de los supuestos de análisis, la entrada en operación de estos proyectos no causa nuevas restricciones ni modifica las existentes, excepto el proyecto PCH Aures Alto (supeditado al Proyecto PTRO00324 S/E Corrientes 230 kV), el cual, en operación, facilita la activación de la restricción de Sonsón – La Ceja 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV.

4.4 Recomendaciones

- Para ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. y EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., como promotores de los proyectos Carreiles 230 kV (FPO: 31/03/2026) y Carreiles 110 kV (31/12/2029) respectivamente, es importante tener presente que el beneficio al sistema requiere de ambos proyectos en operación. Por lo tanto, de lo posible coordinar que su fecha de puesta en operación sea cercana.
- Aun con la entrada del proyecto Guárcama 110 kV (FPO: 31/07/2026), las subestaciones del corredor Santa Fe de Antioquia – Chorodó – Lagunas – Caucheras 110 kV seguirán operando en condición radial. Para eliminar dicha condición, se recomienda explorar alternativas de infraestructura, como establecer un punto de conexión al STN con Lagunas 110 kV y, de ser posible faciliten el cierre del circuito Lagunas – Caucheras 110 kV.
- La convocatoria UPME STR 01 – 2024, SVC de 30 Mvar en la subestación Cértégui 115 kV, con FPO: 31/12/2027, fue declarada desierta. Dado el impacto de este proyecto en aumento de confiabilidad y seguridad en los nodos de la red de DISPAC, se recomienda a la UPME realizar las gestiones necesarias para gestionar la materialización de este proyecto.
- A EPM y UPME se recomienda tener presente la susceptibilidad del circuito Barbosa – Girardota de 110 kV a presentar sobrecarga ante un escenario de alta generación en recursos del oriente de Antioquia (Guadalupe, Porce II y La Tasajera) y de baja en recursos al norte del área (Carlos Lleras, Río Grande, Santa Rosa).
- A continuación, se identifica los proyectos de generación que pueden generar aumento de criticidad en las restricciones presentadas en la Tabla 4-1:

Restricción	Proyecto de generación
1. Sierra – Primavera 230 kV / Sierra – San Carlos 230 kV	PROG08690 Solar Melgar 180 MW PROG08521 Solar Amber 99.9 MW PROG04748 Solar Carare 200 MW
10. Heliconia 1 500/230 kV / Heliconia 2 500/230 kV 11. Heliconia 2 500/220 kV / Heliconia 1 500/220 kV	PROG00680 Ituango (segunda Etapa) 1200 MW
20. Sonsón – La Ceja 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV	PROG00334 Santo Domingo 56 MW PROG00403 PCH Aures Alto 19.9 MW
21. La Sierra 230/115 kV / La Sierra – San Carlos 230 kV 22. La Sierra – San Carlos 1 230 kV / La Sierra 230/115 kV	PROG08690 Solar Melgar 180 MW PROG08521 Solar Amber 99.9 MW PROG04748 Solar Carare 200 MW PROG08586 Tamarino 200 MW
23. San Carlos 2 500/230 kV / San Carlos 3 y 4 500/230 kV 24. San Carlos 3 500/230 kV / San Carlos 2 y 4 500/230 kV 25. San Carlos 4 500/230 kV / San Carlos 2 y 3 500/230 kV	PROG08690 Solar Melgar 180 MW PROG08521 Solar Amber 99.9 MW PROG08586 Tamarino 200 MW PROG08490 CH San Bartolomé 50 MW

Por lo anterior, se recomienda a la UPME evaluar nuevos proyectos de expansión, que aseguren que el sistema pueda operar de manera segura y eficiente ante los diversos escenarios de generación que podrían surgir con la incorporación los nuevos recursos, para evitar cualquier tipo de limitación que afecte tanto a los recursos de generación nuevos como a los ya existentes.

- Se recomienda a EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. reportar a XM el modelo de la red del SDL que desde su experiencia como operador de esta considere que puede causar impacto en las recomendaciones para la operación de la red del STR y STN del área de Antioquia.

5 Área Suroccidental

El área Suroccidental está interconectada a través de sus enlaces de red del STN y STR con las áreas Antioquia (230 kV / 500 kV), Oriental (115 kV / 230 kV) y el sistema eléctrico ecuatoriano, a través de cuatro circuitos en 230 kV entre Jamondino 230 kV y Pimampiro (Ecuador) y un enlace en 138 kV entre Panamericana y Tulcán (Ecuador).

Esta área está compuesta por las subáreas: CQR (Caldas – Quindío – Risaralda), Valle, Cauca – Nariño, Caquetá, Putumayo y Huila - Tolima.

Dentro de la subárea Cauca – Nariño se resalta la importancia de la normalización del circuito Jamondino – Renacer 220 kV (estimado para finales del 2025) y los proyectos asociados a la S/E Renacer 230/115 kV. Estos proyectos son fundamentales para aumentar la confiabilidad en la atención de la demanda del departamento del Putumayo, ya que eliminan la condición de radialidad que actualmente presenta. Además, mejoran la calidad de la atención de la demanda mediante intercambios internacionales de energía con Ecuador.

En la subárea Cauca – Nariño, se identifica en condición de red completa y ante contingencia N-1, que la S/E Tumaco (Buchelly) 115 kV y Junín 115 kV (Operados por CEDENAR) son susceptibles a presentar tensiones inferiores al umbral regulatorio (0.9 p.u.), debido al crecimiento esperado de la demanda para el año 2026. Por esta razón es fundamental la materialización del enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV (Proyecto PTR13496 con FPO de 31/12/2027) y que actualmente se encuentra sin promotor.

En el departamento Caquetá a partir del 2026, se identifica una baja tensión tanto en operación normal como ante contingencia N-1, en el nodo Doncello 115 kV (Operado por Electrocaquetá), para demandas superiores a 22 MW. Es por esto la importancia de materializar nuevos proyectos como la implementación de los refuerzos de red propuestos en los ITR I 2023 (segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV), así como en los ITR III 2024, donde se recomendó evaluar la instalación de baterías mientras se materializan estos proyectos.

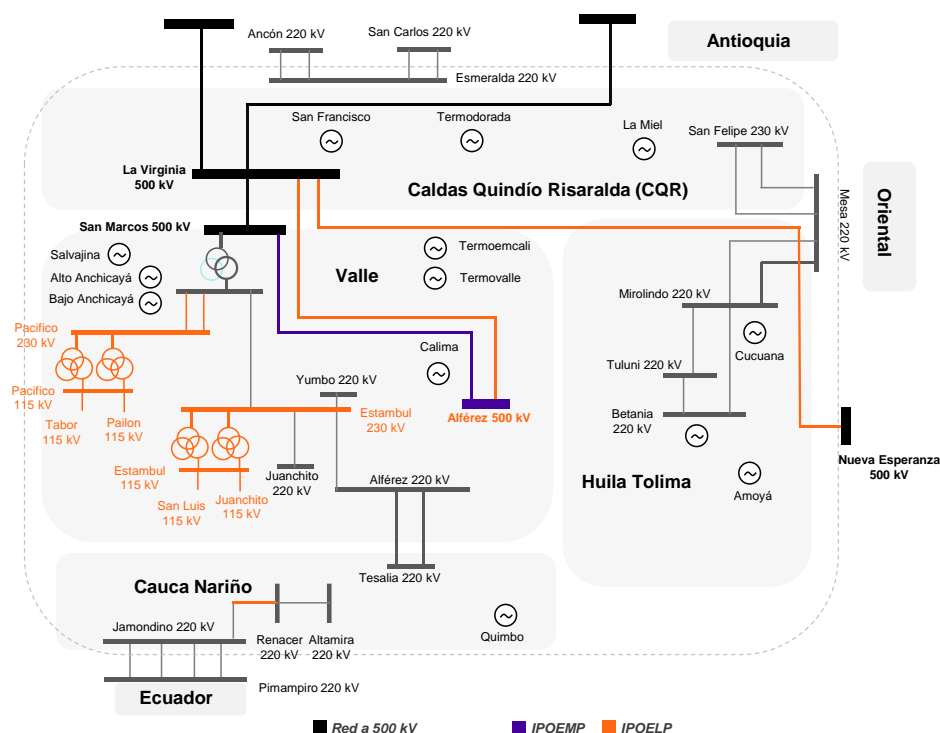


Figura 5-1 Condición esperada de red horizonte del largo plazo- Área Suroccidental

Evolución pronosticada de la demanda

La demanda máxima del área Suroccidente a 2025 es del orden de 2524 MW y a 2035 demanda pronostico prevé se alcancen los 2651 MW.

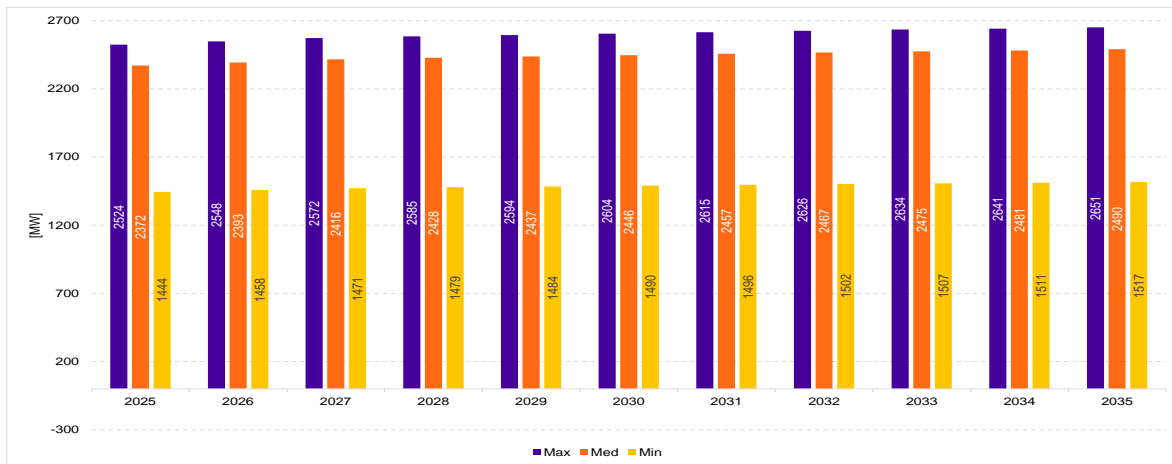


Figura 5-2 Evolución pronosticada de la demanda [MW] - Área Suroccidente 2025 - 2035

Evolución capacidad de generación

La capacidad de generación en 2026 es cercana a 6338 MW, distribuida en un 45% de energía hidráulica, un 12% de energía térmica y un 43% de energía solar. Para el año 2027, se espera que esta capacidad aumente en 230 MW, alcanzando los 6568 MW, con la entrada de tres proyectos solares: Pacandé (50 MW), La Virginia (80 MW) y Valle del Cauca (100 MW).

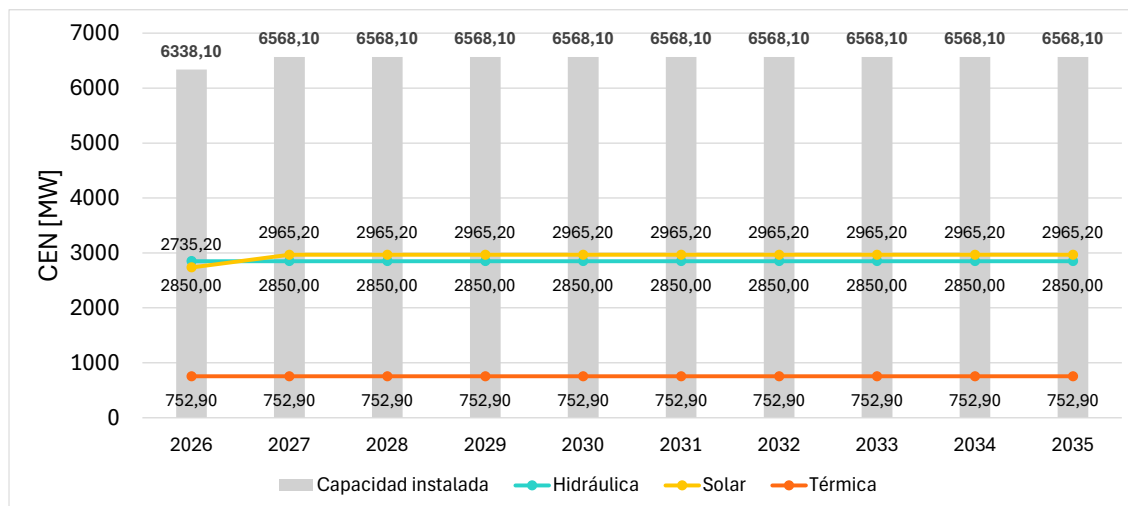


Figura 5-3 Aumento capacidad de generación por proyectos del área Suroccidental

El área Suroccidental, al ser la segunda con mayor incorporación de fuentes solares fotovoltaicas, después del área Caribe, y junto a la entrada de proyectos de transmisión, en particular de los tres circuitos a 500 kV, se prevén retos operativos asociados al control de tensión y en requerimientos de fortaleza de red, por lo que se recomienda a la UPME evaluar la instalación de dispositivos con capacidad de compensación automática de potencia reactiva y aporte de cortocircuito, particularmente en la subárea Cauca Nariño donde además de identificarse requerimientos en el control de tensión, ayudaría a aumentar la capacidad de intercambio de potencia entre Colombia y Ecuador.

5.1 Evolución capacidad importación de potencia por red 500 kV

Para la condición de red a marzo de 2025, la capacidad de importación de potencia del área Suroccidental, a través de todos sus enlaces de transmisión con las demás áreas del SIN, se encuentra en un valor entre 1000 MW y 1100 MW. Sin embargo, esta capacidad está limitada por las restricciones:

- Contingencia en La Virginia 500/230 kV, activa sobrecarga en San Marcos 500/230 kV.
- Contingencia en San Marcos 500/230 kV, activa sobrecarga en La Virginia 500/230 kV.

Las cuales se activan cuando la importación de potencia por la red de 500 kV, la cual es medida a través de los circuitos San Carlos – La Virginia 500 kV y Heliconia – La Virginia 500 kV, supera los 560 MW.

Con la entrada en operación de la S/E Alférez 500 kV y el circuito Alférez – San Marcos 500 kV⁷, aumentando a 630 MW la capacidad de importación segura por la red de 500 kV, en esta condición de red la limitante es la restricción:

- Contingencia La Virginia – San Marcos 500 kV, activa sobrecarga en La Virginia 500/230 kV.

Posteriormente, con la entrada del circuito La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV⁸, la capacidad de importación segura de potencia por la red de 500 kV aumenta a 650 MW⁹.

Finalmente, con la entrada del circuito La Virginia – Alférez 500 kV¹⁰, la capacidad de importación por la red de 500 kV aumenta de 650 MW a 1300 MW. Las restricciones que limitan la importación son:

- Contingencia San Marcos 500/230 kV, activa la sobrecarga en Alférez 1 y 2 500/230 kV.
- Contingencia Alférez 1 500/230 kV, activa la sobrecarga en Alférez 2 500/230 kV.

Con la materialización de todo el refuerzo suroccidental, la capacidad de importación de potencia a través de todos sus enlaces con las demás áreas del SIN estará entre 1800 MW y 1900 MW.

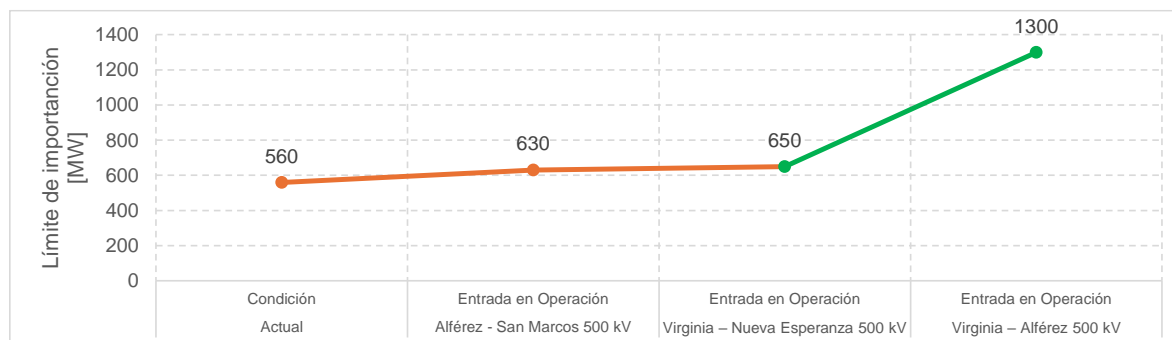


Figura 5-4 Evolución capacidad importación de potencia área Suroccidental – Red 500 kV

5.2 Evolución restricciones del área Suroccidental

El número de restricciones por año y su evolución es indicativo dados los supuestos del estudio, como la materialización de los proyectos de expansión en la FPO programada y los factores de

⁷ Proyecto PTR00073 Etapa 3: SE Alférez 500 y trafos Alférez 500/230 kV (FPO: 30/06/2025) y Etapa 4 Tramo Alférez – San Marcos (FPO: 22/06/2025)

⁸ Proyecto PTR00075 UPME 07 - 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV (FPO: 11-08-2025).

⁹ Medidos en los circuitos San Carlos – La Virginia 500 kV, Heliconia – La Virginia 500 kV y La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

¹⁰ Proyecto PTR00073 Etapa 5: Tramo La Virginia – Alférez (FPO: 28/02/2027).

distribución de la demanda. La tabla con las restricciones activas para cada año se presenta en la sección 5.3.

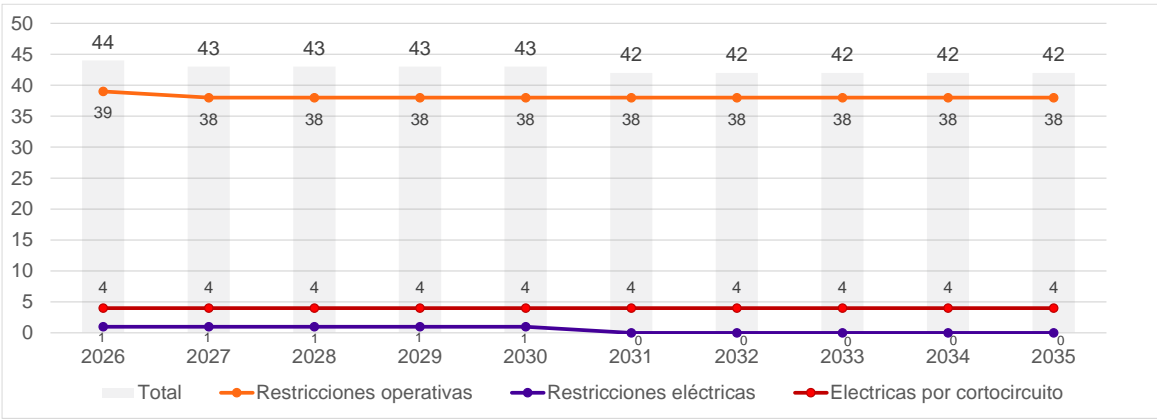


Figura 5-5 Evolución esperada en el número de restricciones – Área Suroccidental

5.3 Evolución de las restricciones del área Suroccidental

Las restricciones operativas se presentan en la forma: **Equipo A / Equipo B**, las cuales se leen: de materializarse la N-1 del equipo A, se sobrecarga el Equipo B, además se presentan las recomendaciones operativas más relevantes para mitigar cada restricción.

Las restricciones eléctricas pueden ser por sobrecarga o baja tensión en condición de red completa o asociadas superación de la capacidad de cortocircuito de un nodo.

5.3.1 Restricciones en la subárea Cauca – Nariño

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2031	Observación	Proyecto que la elimina
1	Jamondino - Catambuco 115 kV / Jamondino - Pasto 115 kV	110							Alta generación en Huila-Tolima y alta importación desde Ecuador. Baja generación en interna y Valle.	No hay proyecto
2	Jamondino 1 230/115 kV / Jamondino 2 230/115 kV	170							Baja generación interna, alta generación en Quimbo y Betania y alta importación desde Ecuador.	No hay proyecto
3	Jamondino – Jardinera 115 kV / Baja tensión en Tumaco (Buchely) 115 kV y Junín 115 kV								Radialidad del sistema	PTRA13496 Enlace Olaya Herrera – Buchelly 115 kV y Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV.
4	Jamondino - Panamericana 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV	55							Demanda, se tiene una carga máxima atendible de 55 MW	
5	Juanchito - Paez 230 kV / Cabaña (Cauca) - Santander 1 115 kV	180							Alta generación en Quimbo y Betania y alta importación desde Ecuador. Baja generación Ardobela, Mondomo, Rio Palo, Ardobela II, Alto Anchya, Salvajina, Florida, Alto ovejas	No hay proyecto
6	Jamondino - Tesalia 230 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV								Alta demanda y exportación de energía hacia Ecuador	PTRA00479 S/E Renacer 230 kV PTRA04553 S/E Renacer 230/115/34.5 kV
7	Jamondino 2 230/115 kV / Jamondino 1 230/115 kV	170							Baja generación interna, alta generación en Quimbo y Betania y alta importación desde Ecuador.	No hay proyecto

Tabla 5-1 Evolución restricciones Cauca - Nariño ante la entrada de proyectos.

5.3.2 Restricciones en la subárea CQR

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2031	Observación	Proyecto que la elimina
1	Sobrecarga en red completa del circuito Esmeralda – Irra 115 kV	72							Baja Generación en Irra 115 kV y Salamina 115 kV	Nueva S/E Macana 230/115 kV y obras asociadas Código obra: EE-002
2	Manzanares - Peralonso 115 / Dorada – Dorada Norte 115 kV	105							Baja Generación en San Carlos, La Sierra y Purnio. Alta generación en La Dorada, Manzanares, Victoria, Mariquita y San Felipe.	No hay proyecto
3	Purnio 230/115 kV / Purnio 2 230/115 kV	196							Baja Generación en San Carlos, La Sierra y La Miel. Alta generación en CQR (La Dorada, Manzanares, Victoria, Mariquita, San Felipe Y Purnio), alta generación en Betania, Quimbo, alta importación de Ecuador	No hay proyecto
4	Purnio 2 230/115 kV / Purnio 1 230/115 kV	196								
5	Purnio 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV	125							Alta generación en Antioquia, Baja generación en CQR (Menor Rio Negro, Dorada, PCH Rio Hondo, Doña Juana, PCH Edén, Heliconea, Tolima Norte, AES 3, CSF, Puerta de Oro.), Alta generación en Solar Ponderosa y Solar Tepuy y alta exportación a Ecuador.	No hay proyecto
6	Purnio 2 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV	125								
7	Purnio 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV	155							Alta generación en La Ponderosa, Tepuy, Menor Rio Negro, Dorada, PCH Rio Hondo. Baja generación PCH Edén, Heliconea, Tolima Norte, AES 3, CSF, Puerta de Oro.	No hay proyecto
8	Purnio 2 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV	155								

Tabla 5-2 Evolución restricciones de CQR ante la entrada de proyectos.

5.3.3 Restricciones en la subárea Huila – Tolima

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2031	Observación	Proyecto que la elimina
4	Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania - Hobo 115 kV (Subárea Caquetá)	250							Ata generación en Betania, Solar Coyaima, Solar La Candileja Solar Palermo y exportación a Ecuador y baja generación en el Quimbo, Termovale y Termoemcali	No hay proyecto
5	Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115 kV	110							Alta generación en Betania, El Quimbo y alta importación desde Ecuador y baja generación en Subárea Huila – Tolima	No hay proyecto
6	Huila - Oriente 115 kV / El Bote - Huila 115 kV	92							Alta exportación hacia Ecuador, alta generación Solar Villavieja, Amoyá y baja generación en Betania, El Quimbo, Pardo y generación menor de la Subárea.	No hay proyecto
7	El Bote - Huila 115 kV / Huila - Oriente 115 kV	92								
8	Flandes - Prado 115 kV / Flandes - Nva Espinal 115 kV	151							Alta generación en Solar Villavieja, Betania, Amoyá, Prado y Quimbo, importación de potencia desde Ecuador y baja generación en Solar Escobal, Solar Flandes; PCH Coello, Solar Suarez, Subárea Bogotá	No hay proyecto
9	Flandes - Nva Espinal 115 kV / Flandes - Prado 115 kV	151								
10	Nva Espinal - Prado 115 kV / Flandes - Prado 115 kV	150								
11	Barzalosa - La Guaca 115 kV / Flandes - La Guaca 115 kV	225							Alta generación en Solar Pacandé, Solar Barzalosa, Betania, El Quimbo, Pardo, Amoyá, importación desde Ecuador, recursos solares de la Subárea y baja generación Solar Escobal, Solar Flandes; PCH Coello, Solar Suarez, Subárea Bogotá	No hay proyecto
12	Flandes - La Guaca 115 kV / Barzalosa - La Guaca 115 kV	225								
13	Barzalosa - La Guaca 115 kV / Escobal - Mirolindo 115 kV	195							Alta generación en Solar Escobal 6, Solar Barzalosa y recursos internos de Huila – Tolima, bajos recursos conectado a la S/E Mirolindo 115 kV	No hay proyecto
14	Ibagué - Tuluní 230 kV / Huila - Ibagué 230 kV	360							Alta generación en Solar Villavieja, Betania y Quimbo, importación a Ecuador y baja generación en Ibagué, Solar Shangrila y Mirolindo	No hay proyecto
15	Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira - Hobo 115 kV (Subárea Caquetá)	280							Ata generación en Betania, Solar Coyaima, Solar La Candileja Solar Palermo y exportación a Ecuador y baja generación en el Quimbo, Termovale y Termoemcali	No hay proyecto

Tabla 5-3 Evolución restricciones Huila - Tolima ante la entrada de proyectos.

Se destaca que dentro de esta subárea se presentan restricciones de nivel 2, es decir, aquellas que se pueden presentar si no se controla la restricción de nivel 1. La importancia de esta mención es alertar a la UPME, ElectroHuila, Celsia y ENEL para que generen nuevas obras de expansión en la subárea Huila – Tolima, como la incorporación de un nuevo punto de inyección de potencia desde el STN o circuitos adicionales.



Generar una solución como repotenciar el circuito en el que se presenta la restricción de nivel 1, trasladara la problemática a las restricciones de nivel 2.

5.3.3.1 Restricciones en la subárea Huila – Tolima de nivel 2

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2031	Restricción de Nivel 1 (Ver Tabla 5-3)
1	Betania - El Bote 115 kV / Betania - TSeboruco 115 kV	150							5. Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115 kV
2	Betania - Sur 115 kV / Betania - TSeboruco 115 kV	110							
3	Natagaima - Prado 115 kV / El Bote - Tenay 115 kV	110							
16	Betania 1 230 kV / 115kV / Betania 2 230kV / 115kV	182							
17	Betania 2 230 kV / 115kV / Betania 1 230kV / 115kV	182							
18	Sobrecarga en red completa de Hobo - Betania 115 kV	72							
19	Sobrecarga en red completa de Betania - Sur 115 kV	72							
20	Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - El Bote 115 kV	150							
21	Betania - El Bote 115 kV / Betania - Sur 115 kV	110							
22	Betania - Sur 115 kV / Betania - El Bote 115 kV	110							
23	Natagaima - Prado 115 kV / Prado - Tenay 115 kV	110							
24	El Bote - Natagaima 115 kV / Prado - Tenay 115 kV	110							
25	Sobrecarga en red completa de Ibagué - Huila 230kV	320							
									14. Ibagué - Tuluní 230 kV / Huila - Ibagué 230 kV

Tabla 5-3-1 Evolución restricciones Nivel II Huila - Tolima ante la entrada de proyectos.

5.3.4 Restricciones en la subárea Valle

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	>2031	Observación	Proyecto que la elimina
4	Buga - San Marcos 115 kV / San Marcos - Vijes 115 kV	110							Alta generación en TValle Gas y Vapor, Alto Anchya, Betania, salvajina, Quimbo, Emcali Gas y Vapor, Solar Emcali y baja generación en Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal y en frontera con CQR	No hay proyecto definido.
5	Zarzal - La Unión 115 kV / Zarzal - Cartago 115 kV	120							Alta generación en Calima, Salvajina, Betania y Quimbo, Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal, Baja generación en área CQR	No hay proyecto definido.
7	San Marcos - Vijes 115 kV / Buga - San Marcos 115 kV	110							Alta generación en TValle Gas y Vapor, Alto Anchya, Betania, salvajina, Quimbo, Emcali Gas y Vapor, Solar Emcali y baja generación en Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal y en frontera con CQR	No hay proyecto definido.
8	Buga - San Marcos 115 kV / Buga - Vijes 115 kV	112							Alta generación en Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal y en frontera con CQR. Baja generación en TValle Gas y Vapor, Alto Anchya, Betania, salvajina, Quimbo, Emcali Gas y Vapor, Solar Emcali	No hay proyecto definido.
9	San Marcos 1 220/115 kV / San Marcos 2 220/115 kV	227							Alta generación en TValle Gas y Vapor, Emcali Gas y Vapor, Solar Emcali, Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal. Baja generación Alto Anchya, Betania, salvajina, Quimbo, área CQR	No hay proyecto definido.
10	San Marcos 2 220/115 kV / San Marcos 1 220/115 kV	227								
11	Cartago - La Unión 115 kV / Cartago - Zarzal 115 kV	112							Alta generación en Calima, Salvajina, Betania y Quimbo, Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal, Baja generación en área CQR	No hay proyecto definido.
12	Cartago - Zarzal 115 kV / Cartago - La Unión 115 kV	135								
13	Guachal - San Marcos 1 115 kV / Guachal - San Marcos 2 115 kV	176							Alta generación en Solar Guachal, Solar Palmira 3, Cogenerador Manuelita 2, Emcali Gas y Vapor, Menor Nima, TValle Gas y Vapor. Baja generación en subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal y en frontera con CQR	No hay proyecto definido.
14	Guachal - San Marcos 2 115 kV / Guachal - San Marcos 1 115 kV	176								
15	Palmaseca 1 - Estambul 115 kV / Palmaseca 2 - Estambul 115 kV	115							Alta generación en Calima, Emcali Gas y Vapor, TValle Gas y Vapor y baja generación en Salvajina, Betania (Cauca - Nariño), Quimbo (Huila - Tolima)	No hay proyecto definido.
16	Palmaseca 2 - Estambul 115 kV / Palmaseca 1 - Estambul 115 kV	115								
17	Estambul - Juanchito 2 115 kV / Estambul - Juanchito 1 115 kV	160							Alta generación en Emcali, Termo Valle, Subestaciones Buga, Tuluá, Calima, Zarzal y Calima, exportación de potencia a Ecuador y baja generación en Salvajina, Betania y Quimbo	No hay proyecto definido.
18	Estambul - Juanchito 1 115 kV / Estambul - Juanchito 2 115 kV	160								
Agotamiento capacidad de cortocircuito										
19	Juanchito 115 kV								Según número de recursos	No hay proyecto definido.
20	San Marcos 115 kV								Según número de recursos	No hay proyecto definido.
21	Palmaseca 115 kV								Según número de recursos	No hay proyecto definido.
22	San Luis 115 kV								Según número de recursos	No hay proyecto definido.

Tabla 5-4 Evolución restricciones Valle ante la entrada de proyectos

5.4 Impacto proyectos de transmisión área Suroccidental

Se consideran en operación:

- PTRAO2449 Molinos 115 kV – FPO: 30/12/2025 (CQR)
- PTRAO11297 Repotenciación Líneas CHEC – FPO: 31/12/2025 (CQR).
 - Manzanares – Peralonso 115 kV a 500 A.
 - Manzanares – Victoria 115 kV a 530 A.
- PTRAO11278 Repotenciaciones líneas CEDENAR – FPO: 30/12/2025 (Cauca – Nariño).
 - Jamondino – Pasto 1 115 kV a 600 A.
 - Catambuco – Jamondino 1 115 kV a 600 A.
 - Río Mayo – San Martín 1 115 kV a 600 A.
 - Popayán – Río Mayo 1 115 kV a 600 A.
 - Pasto – San Martín 1 115 kV a 600 A.
 - El Zaque – San Martín 1 115 kV a 600 A.
 - Catambuco – San Martín 1 115 kV a 600 A.
- PTRAO0479 S/E Renacer 230 kV – FPO: 31/12/2025 (Cauca – Nariño).
- PTRAO2082 Subestación Arreboles 115 kV. – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTRAO2064 Subestación Escobal 115 kV. – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTRAO11217 Repotenciación líneas Electrohuila – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
 - Betania – T Seboruco 115 kV a 593 A
 - Bote – Tenay 115 kV a 530 A
 - El Bote – T Seboruco 115 kV a 593 A
 - Betania – El Bote 115 kV a 593 A
- PTRAO1398 Repotenciación líneas STR – Tolima – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
 - Flandes – Lanceros de 400 A a 534 A.
 - Brisas – Nueva Cajamarca de 400 A a 757 A.
 - Nueva Cajamarca – Regivit de 400 A a 757 A.
 - Flandes - Prado de 400 A a 534 A.
 - Papayo – Brisas de 400 A a 757 A.
 - Mirolindo – Cemex de 600A a 732A.
 - Mirolindo – Papayo de 600A a 732A.
 - San Felipe – Mariquita de 400 A a 534 A (CQR).
 - Mariquita – Victoria de 400 A a 534 A (CQR).
- PTRAO2064 Escobal 115 kV – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTRAO2082 Arreboles 115 kV – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTRAO2816 Subestación Pacífico 230/115 kV – FPO: 31/07/2025 (Valle).
- PTRAO0073 Etapa 2: Reconfiguración Juanchito – Pance 230 kV – FPO: 30/06/2025 (Valle).
- PTRAO0073 Etapa 3: SE Alférez 500 y trafos Alférez 500/230 kV – FPO: 30/06/2025 (Valle).
- PTRAO0073 Etapa 4: Tramo Alférez - San Marcos – FPO: 22/06/2025 (Valle).
- PTRAO3109 Mulaló 115 kV – FPO: 20/12/2025 (Valle).

5.4.1 Impacto proyectos de transmisión Subárea Cauca – Nariño

5.4.1.1 PTRAO4553 Subestación Renacer 230/115/34.5 kV

Promotor: EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO

FPO: 30/10/2026.

Descripción: La Subestación Renacer 115 kV reemplazará la actual subestación Mocoa (Junín). Esta nueva subestación utilizará el transformador de la actual subestación Mocoa (Junín) y contará con una nueva unidad de transformación de 220/115/13.8 kV

Impacto: Este proyecto aumenta la confiabilidad en la atención de la demanda del departamento del Putumayo (Renacer – Puerto Caicedo – Yarumo 115 kV) y elimina la restricción de Jamondino – Tesalia 230 kV / Bajas tensiones en Tumaco 115 kV y Junín 115 kV).

5.4.1.2 PTR13496 Enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV.

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 31/12/2027.

Descripción: Este proyecto incluye la construcción de un nuevo circuito de 115 kV entre Olaya Herrera y Buchelly (Tumaco), así como un segundo circuito de 115 kV que conectará Jardinera, Junín y Tumaco.

Impacto: Elimina la radialidad del corredor Jardinera – Junín – Buchelly (Tumaco) 115 kV, la baja tensión en nodos de dicho corredor y la restricción de Jamondino – Panamericana 115 kV / Jamondino – Jardinera 115 kV. Adicionalmente elimina las zonas excluidas de CNE de Panamericana y San Bernardino.

5.4.2 Impacto proyectos de transmisión Subárea CQR

5.4.2.1 PTR05869 Proyecto minero Lower Mine carga de 40 MW

Promotor: CALDAS GOLD MARMATO S.A.S. **FPO:** 30/03/2026

Descripción: Conexión de nueva carga Caldas Gold 40 MW en la S/E Irra 115 kV.

Impacto: El ingreso de esta carga puede causar sobrecarga del circuito Esmeralda – Irra 115 kV, en escenarios donde la demanda es igual o superior a 72 MW en las subestaciones de Irra, Río Sucio y Salamina 115 kV, y con baja generación en los recursos a estas (Cauya, Salamina, La Frisolería y Morro Azul, Quinchía). Ante el riesgo de requerir la programación de desatención de demanda, se recomienda al agente Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC aumentar la capacidad del circuito Esmeralda CQR – Irra 115 kV. Según la información suministrada por el agente, la limitante son los transformadores de corriente.

5.4.2.2 Nueva S/E Macana 230/115 kV y obras asociadas Código obra: EE-002

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 31/12/2030.

Descripción: Nueva S/E Macana 230 kV, interceptando la línea San Carlos – Esmeralda 230 kV, creando los tramos reconfigurados Esmeralda – Macana 230 kV de 61 km y Macana – San Carlos 230 kV de 165.1 km, manteniendo la capacidad actual de 976 A e incorporando un transformador Macana 230/115 kV de 150 MVA. Adicionalmente se traslada el patio 115 kV de la actual S/E Salamina con su transformación 115 kV/33 kV de 40 MVA a la nueva S/E Macana 230 kV, y una nueva línea Riosucio - Macana 115 kV de 26.02 km y capacidad de 530 A y reconfiguración de Riosucio 115 kV en barra principal más transferencia.

Esta obra es propuesta en el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica Tomo II de la UPME, además representa una reestructuración de la antigua obra “PTR00477 Nueva Subestación Salamina 230 kV con transformador de 150 MVA con FPO: 31/052027”.

Impacto: Este proyecto elimina la restricción de sobrecarga en red completa del circuito Esmeralda CQR – Irra 115 kV. Sin embargo, se identifica riesgo de presentarse sobrecarga en la línea Irra – Salamina 115 kV, por lo que se recomienda a la CHEC aumentar la capacidad de este circuito o identificar proyectos o acciones que permitan evitar dicha restricción.

5.4.3 Impacto proyectos de transmisión Subárea Huila – Tolima

5.4.3.1 PTR09586 Huila (Norte) 115 kV y PTR03843 UPME 01 2022 S/E Huila 230 kV

Promotor Huila 115 kV: ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. – **FPO:** 31/08/2026

Promotor Huila 230 kV: GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. – **FPO:** 31/08/2026

Descripción: La Subestación Huila 230 kV secciona los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV y Betania – Tuluní 230 kV, creando cuatro nuevos tramos: Betania – Huila 2x230 kV,

Mirolindo – Huila 230 kV y Tuluní – Huila 230 kV. Además, incluye dos transformadores de 150 MVA cada uno, que se conectan a la Subestación Huila 115 kV. Desde esta subestación, se conectan dos nuevas líneas: Huila – Bote 115 kV y Huila – Oriente 115 kV.

Impacto: La entrada de este proyecto permitirá aumentar la confiabilidad en la Subárea Huila – Tolima. Sin embargo, puede causar aumento en la criticidad de la restricción de Betania – TSeboruco 115 kV / línea Betania – Sur 115 kV.

5.4.4 Impacto proyectos de transmisión Subárea Valle

5.4.4.1 PTR03846: Subestación Estambul 230 kV

Promotor: Pendiente de asignación **FPO:** 31/08/2026

Descripción: Estambul 230 kV secciona los circuitos Alférez – Yumbo 230 kV y Juanchito – San Marcos 230 kV. Contará con dos transformadores 150 MVA 230/115 kV.

Impacto: Representa un nuevo punto de inyección de potencia del STN hacia el STR en la subárea Valle, permitiendo una mejor distribución de los flujos de la red a 115 kV.

5.4.4.2 PTR03848: Ampliación S/E San Marcos 500 kV (Reactor de 120 Mvar)

Promotor: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 30/09/2026.

Descripción: Reactor de 120 Mvar a conectar en San Marcos 500 kV.

Impacto: Incrementa el control de tensión en la subestación San Marcos 500 kV y en la zona de influencia, principalmente para controlar las altas tensiones previstas luego de la entrada en operación los circuitos del refuerzo Suroccidente a 500 kV y escenarios de baja congestión de la red.

5.4.4.3 PTR00478 UPME 02-2021 Pacífico 230 kV y circuitos Pacífico – San Marcos 1 y 2 a 230 kV

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 30/01/2027

Descripción: Subestación Pacífico 230 kV, en configuración interruptor y medio, conectada mediante los circuitos Pacífico – San Marcos 1 y 2 230 kV, de longitud aproximada de 74 km.

Nota: La entrada del proyecto S/E Pacífico 230/115 kV (PTR02816) cuenta con FPO a 31/07/2025.

Impacto: Este punto de inyección en el STN, permitirá mejorar los perfiles de tensión en nodos de la red 115 kV de la subárea Valle, especialmente de las subestaciones a 115 kV Pailón, Tabor y Málaga. Además, permitirá mejorar la calidad en la atención de demanda de una zona con gran potencial de crecimiento (puerto de Buenaventura).

Dado que el beneficio de las obras a STN y STR, proyecto Pacífico 230 kV y transformadores de conexión STR/STN, se materializa al entrar ambos, se recomienda coordinar que la fecha de puesta en operación sea cercana.

5.4.4.4 PTR00073 Etapa 5: Tramo La Virginia – Alférez (Refuerzo 500 kV Suroccidente)

Promotor: GRUPO ENERGIA BOGOTÁ SA ESP **FPO:** 28/02/2027

Descripción: Nuevo circuito La Virginia – Alférez 500 kV (Última etapa del Proyecto).

Impacto: En operación con los demás circuitos del refuerzo suroccidente,

- Etapa 1: Tramo Heliconia (Antes Medellín) – La Virginia 500 kV (En Operación).
- Etapa 2: Reconfiguración Juanchito – Pance 230 kV (FPO: 30/06/2025).
- Etapa 3: SE Alférez 500 y trafos Alférez 500/230 kV (FPO: 30/06/2025).
- Etapa 4: Tramo Alférez – San Marcos (FPO: 22/06/2025).

Permite aumentar la capacidad de importación de potencia del área Suroccidental, a través de la red 500 kV, hasta 1300 MW. Es de resaltar que con la entrada de esta infraestructura en escenarios de baja congestión de red puede causar alta tensión en nodos del área, por lo que se resalta la importancia de la entrada del reactor de barra de 120 Mvar (PTRA03848) en la S/E San Marcos 500 kV y se recomienda a la UPME evaluar la instalación en el área de dispositivos de compensación dinámica como capacitores síncronos, STATCOM u otras tecnologías. Estos equipos permitirán, además, exportar energía a Ecuador con una menor dependencia de las plantas Betania y Quimbo.

5.5 Impacto proyectos de generación área Suroccidental

5.5.1 Impacto proyectos de generación Subárea CQR

5.5.1.1 PROG08309 Parque Solar La Ponderosa 99.99 MW

Promotor: Eagle Energy SL

FPO: 30/12/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 99.99 MW a conectarse en la S/E Purnio 115 kV.

Impacto: Este proyecto ayuda al control de la restricción Manzanares – Peralonso 115 kV / Dorada – Dorada Norte 115 kV. Sin embargo, en operación junto a los recursos conectados en Purnio 115 kV (Tepuy 83 MW) y Portón del Sol 102 MW y Dorada 50 MW puede facilitar la activación de nuevas restricciones en la subárea CQR:

- Purnio 230/115 kV / Purnio 2 230/115 kV y Purnio 2 230/115 kV / Purnio 1 230/115 kV.
- Purnio 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV
- Purnio 2 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV.
- Purnio 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV y
- Purnio 2 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV.

5.5.1.2 PROG08492 AES Solar 3 100 MW

Promotor: AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.

FPO: 01/12/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 100 MW a conectarse en la S/E San Felipe 220 kV.

Impacto: Ayuda en el control de la restricción Purnio 1 y 2 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV y de la restricción Purnio 1 y 2 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV. Sin embargo, aumenta la criticidad de las restricciones Manzanares – Peralonso 115 / La Dorada – Purnio 115 kV, así como restricción de los transformadores 1 y 2 de Purnio 230 kV / 115 kV ante la salida de algunos de estos.

5.5.1.3 PROG00643 PCH RIO HONDO de 19.9 MW

Promotor: AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.

FPO: 31/12/2026

Descripción: Pequeña Central Hidroeléctrica de 19.9 MW a conectarse en la S/E La Tulia 33 kV.

Impacto: Ayuda al control de las restricciones Purnio 1 y 2 230/115 kV / La Dorada – Purnio 115 kV. Sin embargo, aumenta la criticidad de las restricciones Manzanares – Peralonso 115 / La Dorada – Purnio 115 kV, la restricción de los dos transformadores Purnio 230 kV / 115 kV y la restricción de Purnio 1 y 2 230/115 kV / La Dorada – Victoria 115 kV.

5.5.1.4 PROG08347 PCH Salamina 19.9 MW

Promotor: AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.

FPO: 31/12/2026

Descripción: Pequeña Central Hidroeléctrica DE 19.9 MW a conectarse en la S/E Salamina 115 kV.

Impacto: Ayuda en el control de la sobrecarga en red completa del circuito Esmeralda CQR – Irra 115 kV).

5.5.2 Impacto proyectos de generación Subárea Huila-Tolima

5.5.2.1 PROG00616 PARQUE FOTOVOLTAICO SHANGRI-LA 160 MW

Promotor: OPERADORA SHANGRI-LA S.A.S E.S.P

FPO: 31/12/2025

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 160 MW a conectarse en Ibagué (Miro lindo) 230 kV.

Impacto: La conexión de este proyecto, reduce la criticidad en las siguientes restricciones:

- Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115 kV
- Ibagué - Tuluní 230 kV / Huila - Ibagué 230 kV

Sin embargo, aumenta la criticidad en:

- El Bote – Huila 115 kV / Huila - Oriente 115 kV
- Flandes – Prado 115 kV / Flandes – Nva Espinal 115 kV
- Flandes – Prado 115 kV / Flandes – Nva Espinal 115 kV
- Flandes – Nva Espinal 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Nva Espinal – Prado 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV
- Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania – Hobo 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira – Hobo 115 kV

5.5.2.2 PROG02106 Barzalosa 60 MW + 40 MW

Promotor: BARZALOSA S.A.S

FPO: 30/03/2026 (Etapa I) y 31/03/2026 (Etapa II)

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico que consta de la Etapa I de 60 y la Etapa II de 40 MW. La cuales se conectan en la S/E Barzalosa 115 kV.

Impacto: La subestación Barzalosa constituye un punto intermedio entre la subárea Huila – Tolima y Bogotá, por lo que la generación a conectarse en este nodo aumentará la criticidad de restricciones por sobrecarga asociadas a la exportación de energía del área suroccidental al resto del SIN. De estas, se destacan:

- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV
- Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV
- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Escobal – Miro lindo 115 kV

Sin embargo, ayuda reducir las siguientes restricciones:

- Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115 kV
- Huila - Oriente 115 kV / El Bote - Huila 115 kV
- El Bote - Huila 115 kV / Huila - Oriente 115 kV
- Flandes - Prado 115 kV / Flandes - Nva Espinal 115 kV
- Flandes - Nva Espinal 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Nva Espinal - Prado 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania – Hobo 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira – Hobo 115 kV

Es importante destacar que esta generación está supeditado a la entrada del proyecto “PTR02318 Segundo Circuito y Repotenciación Guaca – Colegio 115 kV” la cual tiene FPO de 31/10/2025.

5.5.2.3 PROG04976 Parque Solar Villavieja de 200 MW

Promotor: SOLAR VILLAVIEJA S.A.S. E.S.P.

FPO: 30/11/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la subestación Huila 230 kV.

Impacto: En operación dicho recurso aumenta la probabilidad de activación y criticidad de las restricciones:

- Betania – TSeboruco 115 kV / Betania – Sur 115 kV
- Huila – Oriente 115 kV / El Bote – Huila 115 kV
- El Bote – Huila 115 kV / Huila – Oriente 115 kV
- Flandes – Prado 115 kV / Flandes - Nva Espinal 115 kV
- Flandes – Nva Espinal 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Nva Espinal – Prado 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV
- Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV
- Ibagué – Tuluní 230 kV / Huila – Ibagué 230 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania – Hobo 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira – Hobo 115 kV

Es importante destacar que este proyecto está supeditado a la entra del proyecto “PTR03843 UPME 01 2022 Subestación Huila 230 kV” el cual tiene FPO de 31/08/2026

5.5.2.4 PROG02720 Solar Escobal 6 99 MW

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 14/07/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la S/E Arreboles 115 kV.

Impacto: Aumenta la probabilidad de activa de la restricción Barzalosa – La Guaca 115 kV / Escobal – Mirolindo 115 kV. Adicionalmente aumenta la criticidad de las restricciones Barzalosa - La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV y Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV

Ayuda a recudir las restricciones Flandes – Prado 115 kV / Flandes – Nva Espinal 115 kV, Flandes – Nva Espinal 115 kV / Flandes – Prado 115 kV y Nva Espinal – Prado 115 kV / Flandes – Prado 115 kV.

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado a los siguientes proyectos:

- PTR01398 Repotenciación líneas STR – Tolima – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTR02064 Escobal 115 kV – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).
- PTR02082 Arreboles 115 kV – FPO: 31/12/2025 (Huila – Tolima).

5.5.2.5 PROG08684 Parque fotovoltaico La Achira 60 MW

Promotor: NOTUS ENERGIA COLOMBIA S.A.S **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la S/E Hobo 115 kV.

Impacto: En operación dicho recurso aumenta la probabilidad de activación y criticidad de las restricciones:

- Betania – TSeboruco 115 kV / Betania – Sur 115 kV
- Flandes – Prado 115 kV / Flandes – Nva Espinal 115 kV
- Flandes – Nva Espinal 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Nva Espinal – Prado 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV
- Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV
- Ibagué – Tuluní 230 kV / Huila – Ibagué 230 kV

Esta obra se encentra supeditada al proyecto “PTR11217 Repotenciación líneas Electrohuila con FPO de 31/12/2025.

5.5.2.6 PROG08584 Parque de generación fotovoltaica Tesalia 80 MW (Misak)

Promotor: Parque Solar Colombia XIV S.A.S – E.S.P. **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la S/E Tesalia 220 kV.

Impacto: En operación dicho recurso aumenta la probabilidad de activación y criticidad de las restricciones:

- Betania – TSeboruco 115 kV / Betania – Sur 115 kV
- Flandes – Prado 115 kV / Flandes – Nva Espinal 115 kV
- Flandes – Nva Espinal 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Nva Espinal – Prado 115 kV / Flandes – Prado 115 kV
- Barzalosa – La Guaca 115 kV / Flandes – La Guaca 115 kV
- Flandes – La Guaca 115 kV / Barzalosa – La Guaca 115 kV
- Ibagué – Tuluní 230 kV / Huila – Ibagué 230 kV

Adicionalmente, Reduce criticidad de sobrecarga en el corredor Betania – Hobo – Altamira 115 kV, ante la apertura del acople de barras de la S/E Betania 220 kV.

5.5.2.7 PROG04936 Parque Solar Pacandé 50 MW

Promotor: PARQUE SOLAR PACANDÉ S.A.S. E.S.P. **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la S/E Natagaima 115 kV.

Impacto: Aumenta la criticidad de las restricciones:

- Barzalosa - La Guaca 115 kV / Flandes - La Guaca 115 kV
- Flandes - La Guaca 115 kV / Barzalosa - La Guaca 115 kV
- Flandes - Prado 115 kV / Flandes - Nva Espinal 115 kV
- Flandes - Nva Espinal 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Nva Espinal - Prado 115 kV / Flandes - Prado 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Betania - Hobo 115 kV
- Interruptor S200 Betania 220 kV (acople de barras) / Altamira - Hobo 115 kV

Reduce la criticidad de la restricción Betania - TSeboruco 115 kV / Betania - Sur 115kV.

Esta obra se encuentra supeditada al proyecto “PTRA11217 Repotenciación líneas Electrohuila con FPO de 31/12/2025.

5.5.3 Impacto proyectos de generación Subárea Valle

5.5.3.1 PROG05399 Autogenerador Solar Guachal 1 de 19.9 MW

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 30/09/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico a conectarse en la S/E Guachal 1 115 kV.

Impacto: Aumenta la probabilidad de activación de las restricciones:

- Guachal – San Marcos 1 115 kV / Guachal – San Marcos 2 115 kV
- Guachal – San Marcos 2 115 kV / Guachal – San Marcos 1 115 kV
- Palmaseca 1 – Estambul 115 kV / Palmaseca 2 – Estambul 115 kV
- Palmaseca 2 – Estambul 115 kV / Palmaseca 1 – Estambul 115 kV
- Zarzal - La Unión 115 kV / Zarzal - Cartago 115 kV
- Cartago - La Unión 115 kV / Cartago - Zarzal 115 kV
- Cartago - Zarzal 115 kV / La Unión - Zarzal 115 kV

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado al proyecto PTRA00073 Refuerzo 500 kV Suroccidente (Etapa 1 a la 5).

5.5.3.2 PROG03264 PS EMCALI I de 19.9 MW y PROG03273 PS EMCALI II de 50 MW

Promotor EMCALI I: EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.- **FPO:** 30/09/2026

Promotor EMCALI II: EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.- **FPO:** 30/09/2026

Descripción: Planta solar EMCALI I de 19.9 MW a conectar en Mulaló 34.5 kV y Planta solar EMCALI II de 50 MW a conectar en Mulaló 115 kV.

Impacto: Incrementa la criticidad de las siguientes restricciones:

- Buga – San Marcos 115 kV / San Marcos – Vijes 115 kV
- San Marcos – Vijes 115 kV / Buga – San Marcos 115 kV
- Palmaseca 1 – Estambul 115 kV / Palmaseca 2 – Estambul 115 kV
- Palmaseca 2 – Estambul 115 kV / Palmaseca 1 – Estambul 115 kV
- Zarzal – La Unión 115 kV / Zarzal – Cartago 115 kV
- Cartago – La Unión 115 kV / Cartago – Zarzal 115 kV
- Cartago – Zarzal 115 kV / La Unión – Zarzal 115 kV
- Estambul – Juanchito 2 115 kV / Estambul – Juanchito 1 115 kV
- Estambul – Juanchito 1 115 kV / Estambul – Juanchito 2 115 kV

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado a los siguientes proyectos:

- PTR00073 Refuerzo 500 kV Suroccidente (Etapa 1 a la 5).
- PTR03109 Mulaló 115 kV (FPO: 20-12-2025).

5.5.3.3 PROG04855 Solar Palmira 4 Etapa 1 de 9.9 MW y Etapa 2 de 9.9 MW

Promotor Etapa I 9.9 MW: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - **FPO:** 30/09/2026

Promotor Etapa II 9.9 MW: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - **FPO:** 28/11/2026

Descripción: Planta Solar Palmira 4 Etapa I y Etapa II, a conectar en Guachal 2 115 kV.

Impacto: Incrementa la criticidad de la sobrecarga en:

- Buga – San Marcos 115 kV / San Marcos – Vijes 115 kV
- San Marcos – Vijes 115 kV / Buga – San Marcos 115 kV
- Zarzal – La Unión 115 kV / Zarzal – Cartago 115 kV
- Cartago – La Unión 115 kV / Cartago – Zarzal 115 kV
- Cartago – Zarzal 115 kV / La Unión – Zarzal 115 kV
- Guachal – San Marcos 1 115 kV / Guachal – San Marcos 2 115 kV
- Guachal – San Marcos 2 115 kV / Guachal – San Marcos 1 115 kV
- Estambul – Juanchito 2 115 kV / Estambul – Juanchito 1 115 kV
- Estambul – Juanchito 1 115 kV / Estambul – Juanchito 2 115 kV

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado a proyecto PTR00073 Refuerzo 500 kV Suroccidente (Etapa 1 a la 5).

5.5.3.4 PROG04878 Parque Solar El Lago 1 de 80 MW

Promotor: GENERADORA BUENAVISTA S.A.S E.S.P **FPO:** 31/05/2027

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 80 MW a conectarse en la S/E El Lago 34.5 kV.

Impacto: Aumenta la probabilidad de activación de Buga – San Marcos 115 kV / Buga – Vijes 115 kV, de Zarzal – La Unión 115 kV / Zarzal – Cartago 115 kV, Cartago – La Unión 115 kV / Cartago – Zarzal 115 kV y Cartago - Zarzal 115 kV / La Unión - Zarzal 115 kV

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado al proyecto PTR00073 Refuerzo 500 kV Suroccidente (Etapa 1 a la 5).

5.5.3.5 PROG08600 Parque Solar La Virginia de 80 MW

Promotor: CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** 28/11/2026

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 80 MW a conectarse en la S/E Virginia 220 kV.

Impacto: Reduce la criticidad de las siguientes Restricciones:

- Buga - San Marcos 115 kV / San Marcos - Vijes 115 kV.
- San Marcos 1 220/115 kV / San Marcos 2 220/115 kV.
- Anillo Cartago – Zarzal – La unión 115 kV.
- Guachal – San Marcos 1 115 kV / Guachal – San Marcos 2 115 kV.

Aumenta la criticidad de sobrecarga en Buga - San Marcos 115 kV / Buga - Vijes 115 kV.

5.5.3.6 PROG08707 Parque Solar Valle del Cauca (La Virginia I) de 100 MW

Promotor: Parque Solar Valle Del Cauca SAS **FPO:** 31/12/2027

Descripción: Proyecto solar fotovoltaico de 100 MW a conectarse en la S/E Cartago 220 kV.

Impacto: Reduce la criticidad de las siguientes Restricciones:

- Buga – San Marcos 115 kV / San Marcos - Vijes 115 kV.
- San Marcos 1 220/115 kV / San Marcos 2 220/115 kV.
- Anillo Cartago – Zarzal – La unión 115 kV.
- Guachal - San Marcos 1 115 kV / Guachal - San Marcos 2 115 kV.

Aumenta la criticidad de sobrecarga en Buga - San Marcos 115 kV / Buga - Vijes 115 kV

Se destaca que esta obra se encuentra supeditado a los siguientes proyectos:

- PTR02816 Subestación Pacífico 230/115 kV (FPO: 31/07/2025)
- PTR03846 Subestación Estambul 230 kV (FPO: 31/08/2026).
- PTR00478 Pacífico 230 kV, LT doble circuito Pacífico – San Marcos 230 kV (FPO: 30/01/2027).

5.5.4 Otros proyectos generación

A continuación, se presentan los proyectos de generación con capacidad instalada inferior a 20 MW previstos en el horizonte del largo plazo para el área suroccidental. De estos, se destaca que la totalidad de estos corresponden a solares fotovoltaicos (solo una hidráulica).

Subárea	Código	Nombre	Conexión	Tipo	CEN [MW]	FPO	Supeditado
CQR	PROG08195	FV Doña Juana	Dorada 33 kV	Solar fotovoltaica	4.3	2026/03/30	Si
Cauca - Nariño	PROG01975	PCH Alto Ovejas	Pescador 34.5 kV	Hidráulica	7.5	2026/12/31	No
Huila-Tolima	PROG01034	Solar Escobal 1	Mirolindo 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/08/31	Si
Huila-Tolima	PROG01037	Solar Escobal 2	Mirolindo 115 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/08/31	Si
Huila-Tolima	PROG01039	Solar Escobal 3	Mirolindo 115 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/08/31	Si
Huila-Tolima	PROG01041	Solar Escobal 4	Picalaña 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/08/31	Si
Huila-Tolima	PROG01045	Solar Escobal 5	Mirolindo 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/08/31	Si
Huila-Tolima	PROG01413	PSFGualanday	Gualanday 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/11/24	Si
Huila-Tolima	PROG01983	Suarez	Suarez 34.5 kV	Solar fotovoltaica	8.0	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG04942	PS Rokra	Saldaña 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08117	PS Chenche	Hilarco 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	No
Huila-Tolima	PROG08189	Palermo 2	El Bote 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08245	Coyaima II	Natagaima 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08323	DSE NEIVA	Sur 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08327	Coyaima IV	Natagaima 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08336	CampoAlegre	Rivera 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2025/12/31	Si
Huila-Tolima	PROG08513	Arreboles I	Arreboles 34.5 kV	Solar fotovoltaica	19.9	2025/12/31	No
Valle	PROG04842	PS Paloblanco 1	Paloblanco 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2026/12/30	Si
Valle	PROG04867	PS Paloblanco 2	Paloblanco 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2026/12/30	Si
Valle	PROG04871	PS Paloblanco 3	Paloblanco 34.5 kV	Solar fotovoltaica	9.9	2026/12/30	Si
TOTAL					268.1		

Tabla 5-5 Proyectos de generación área Suroccidental con CEN inferior a 20 MW

En cuanto a los proyectos de generación menor, se prevé la incorporación de aproximadamente 268.1 MW, de los cuales el 1.6% (4.3 MW) están en CQR, el 2.8% (7.5 MW) está en Cauca – Nariño, el 84.52% (226.6 MW) está en Huila-Tolima y el 11.08% (29.7 MW) están en Valle.

5.6 Recomendaciones

- La magnitud de la importación o exportación de potencia entre Colombia y Ecuador está condicionada por el número de unidades en operación en Quimbo o Betania. Con la entrada de los circuitos del refuerzo sur occidente, se ha identificado que, ante escenarios de baja congestión de red, se presentan excedentes de potencia reactiva que son difíciles de gestionar con los elementos disponibles en el área para el control de potencia reactiva. Esto puede resultar en alta tensión en los nodos del área y requerir un mayor número de unidades para la absorción de potencia reactiva o la apertura de circuitos. Por lo tanto, se recomienda que la UPME evalúe la instalación de un equipo con capacidad de respuesta dinámica de potencia reactiva y aporte de cortocircuito, como un condensador síncrono, en los nodos de la subárea Cauca – Nariño. Además de la instalación del reactor de barra en San Marcos de 120 Mvar (PTRA03848), se sugiere evaluar la pertinencia de instalar dispositivos de compensación dinámica como compensadores síncronos, STATCOM u otras tecnologías que permitan gestionar los excedentes o requerimientos de potencia reactiva. Estos equipos ayudarían a optimizar la transferencia de potencia entre ambos países y disminuir la dependencia del despacho de generación de Betania y Quimbo.
- En la Subárea Cauca Nariño, ante el crecimiento esperado de la demanda, en el año 2026, se identifica en condición de red completa baja tensión en la S/E Tumaco (Buchelly) 115 kV y Junín 115 kV por lo que es fundamental la materialización del enlace Olaya Herrera – Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV, los cuales están asociadas al Proyecto PTR A13496 con FPO de 31/12/2027 y que actualmente se encuentra sin promotor. Es importante evaluar la posible instalación de baterías mientras se materializan el proyecto.
- En la subárea de Caquetá, igualmente se ha identificado una baja tensión tanto en operación normal como ante contingencia N-1, a partir de la demanda pronosticada para 2026 en el nodo Doncello 115 kV (demandas superiores a 22 MW). Esto resalta la importancia de que el OR Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. (Electrocaquetá) y la UPME evalúen alternativas para evitar la activación de dicha restricción. Entre las opciones se encuentran la implementación de los refuerzos de red propuestos en los ITR I 2023 (segundo corredor Altamira – Florencia – Doncello 115 kV y segundo corredor Jardinera – Junín – Tumaco 115 kV), así como en los ITR III 2024, donde se recomendó evaluar la instalación de baterías mientras se materializan estos proyectos.
- En la subárea Huila – Tolima se recomienda a la UPME, Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., Celsia Colombia S.A. E.S.P. y ENEL Colombia S.A. E.S.P. revisar la incorporación de un nuevo punto de inyección de potencia desde el STN o circuitos adicionales debido a agotamiento de red en los circuitos Betania – El Bote 115 kV, Betania – Sur 115 kV, Betania – TSeboruco 115 kV y los circuitos Altamira – Hobo 115 kV y Betania – Hobo 115 kV, dado que, en escenarios de alto despacho de Betania, Quimbo y alta importación desde Ecuador, se presentan sobrecargas en los circuitos mencionados ante contingencia. Lo anterior también se identifica en el anillo de Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV, asociado a la subárea Valle.
- En la subárea Valle, se recomienda a la UPME y Celsia Colombia S.A. E.S.P., revisar la incorporación de nuevos corredores que permitan la redistribución de flujos de potencia en el anillo Cartago – Zarzal – La Unión 115 kV, debido a que, el crecimiento de la generación en la zona genera sobrecargas ante la salida de uno de los circuitos de este anillo.
- Dado el crecimiento de la demanda en la subárea Huila – Tolima, se prevé un incremento en la dificultad de la gestión de reactivos en el nodo Cemex 115 kV, especialmente ante la contingencia del circuito Miro lindo – Cemex 115 kV, lo cual podría generar susceptibilidad a bajas tensiones. Se recomienda a la UPME y a Celsia evaluar obras que mitiguen dicha condición.
- El corredor Brisas – Nueva Cajamarca – Regivit 115 kV, ante una operación con altos recursos de generación en Huila – Tolima, Cauca-Nariño, importación desde Ecuador y baja generación en CQR y Antioquia, logra alcanzar valores de cargabilidad de hasta el 116% (límite de emergencia 124%). Es importante tener en cuenta esta señal para evaluar obras futuras que puedan aliviar la potencia en este corredor.

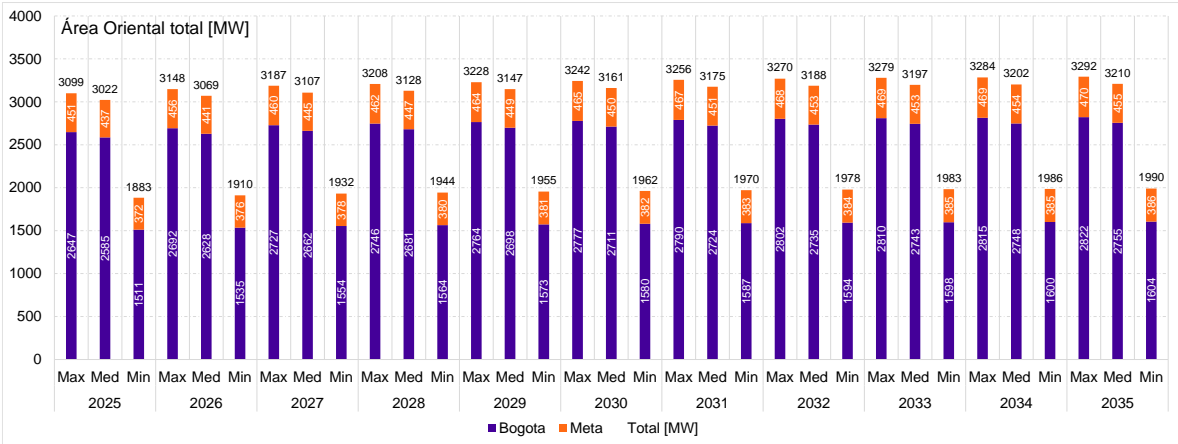


Figura 6-2. Evolución pronosticada de la demanda [MW] - Área Oriental 2025 – 2035

Dentro del crecimiento de la demanda del área, se encuentran definidos proyectos que aumentan los valores totales en esta, algunos de los cuales se encuentran supeditados a la entrada en operación de proyectos importantes como se muestra en la Tabla 6-1. La Figura 6-3, muestra la evolución de la demanda de Oriental considerando las cargas supeditadas y no supeditadas a proyectos de transmisión los cuales habilitarán la entrada en operación de más de 350 MW de demanda nueva en el área. La proyección de demanda fue construida a partir de los crecimientos considerados por la UPME y, para las cargas futuras del metro de Bogotá (SER I, SER II y SER III) y Regiotram, información suministrada por Enel.

Código	Nombre	P [MW]	Punto de Conexión	FPO	Subárea	Proyecto que supedita
PTRA10198	La Constancia R2	20	Puerto Lopez 115 kV	31/12/2024	Meta	Transformadores Santa Helena 230/115 kV
PTRA05243	EEARC	30	El Rio (Bogotá) 115 kV	05/11/2025	Bogotá	Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV
PTRA08663	Respaldo VRO*	29	Suria (DelSur) 220 kV	31/12/2025	Meta	Norte STN y STR Nueva Esperanza - Virginia 500 kV
PTRA04929	Proyecto primera línea metro SER I, SER II y SER III	60	Porvenir 115 kV	28/03/2025	Bogotá	Nueva Esperanza 2 230/115 kV Norte STN y STR Nueva Esperanza - Virginia 500 kV
PTRA04887		60	Avenida Primera 115 kV	31/12/2025		
PTRA04983		60	Calle 67 115 kV	31/12/2025		
PTRA08588	ODATA Cota	20	Bacatá 500 kV	31/12/2026	Bogotá	Segundo Transformador Nueva Esperanza Norte STN y STR Nueva Esperanza - Virginia 500 kV
PTRA08607	Ampliación Peldar	29	Peldar 115 kV	31/12/2026	Bogotá	Segundo Transformador Nueva Esperanza Norte STN y STR Nueva Esperanza - Virginia 500 kV
PTRA08661	Tenjo	100	Bacatá 115 kV	31/12/2026	Bogotá	Segundo Transformador Nueva Esperanza Norte STN y STR Nueva Esperanza - Virginia 500 kV
PTRA10273	Regiotram Occidente	25	Tren Occidente 115 kV	31/12/2026	Bogotá	
PTRA10522	Ampliación Rubiales	88	Chivor II 230 kV	31/12/2026	Bogotá	Chivor II y Norte 230 kV
PTRA12255	PTAR	44	El Rio (Bogotá) 115 kV	31/12/2026	Bogotá	Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV
PTRA10276	Regiotram Occidente PK5	25	Montevideo 115 kV	31/12/2027	Bogotá	
PTRA08599	ODATA Navarra	22	Bacatá 220 kV	11/03/2027	Bogotá	Segundo Transformador Nueva Esperanza
		30		11/03/2028	Bogotá	Norte STN y STR
		40		11/03/2029	Bogotá	Nueva Esperanza - Virginia
		50		11/03/2030	Bogotá	500 kV

*Esta carga ya se encuentra conectada al SIN, el proyecto corresponde a respaldo y aumento de la demanda de San Fernando.

Tabla 6-1 Cargas futuras supeditadas y no supeditadas a proyectos de expansión

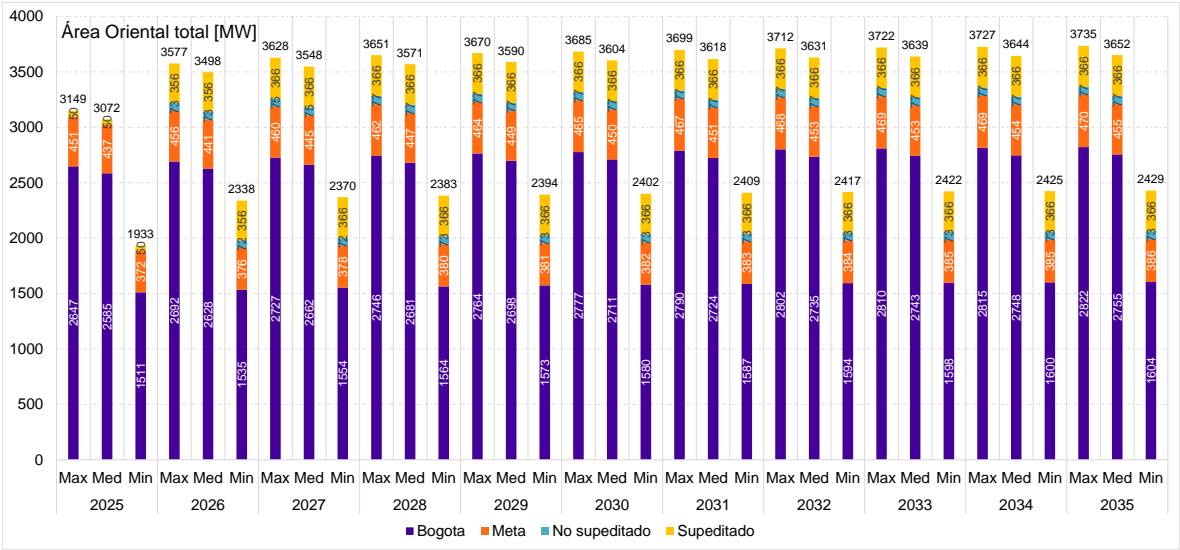


Figura 6-3 Evolución pronosticada de la demanda [MW] - considerando cargas futuras supeditadas y no supeditadas

Evolución capacidad de generación

A inicio de 2026, se espera que la capacidad instalada de generación del área Oriental sea de aproximadamente 3900 MW; de este total, 450 MW corresponde a recursos de generación solar. Entre los años 2026 y 2035, con la entrada de proyectos, se anticipa un aumento en la capacidad de generación del área aproximadamente a 4.2 GW.

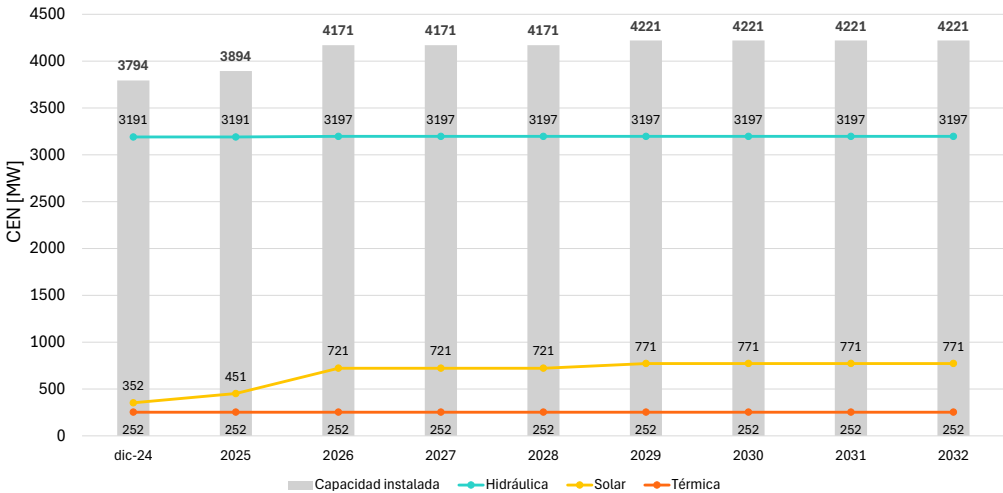


Figura 6-4 Aumento capacidad de generación por proyectos del área Oriental

6.1 Evolución restricciones por año área Oriental

El número de restricciones por año y su evolución es indicativo dados los supuestos del estudio, materialización de los proyectos de expansión en la FPO programada, parámetros técnicos de los activos, evolución de la demanda y factores de distribución, etc. La tabla con las restricciones activas para cada año se presenta en la sección 6.1.1.

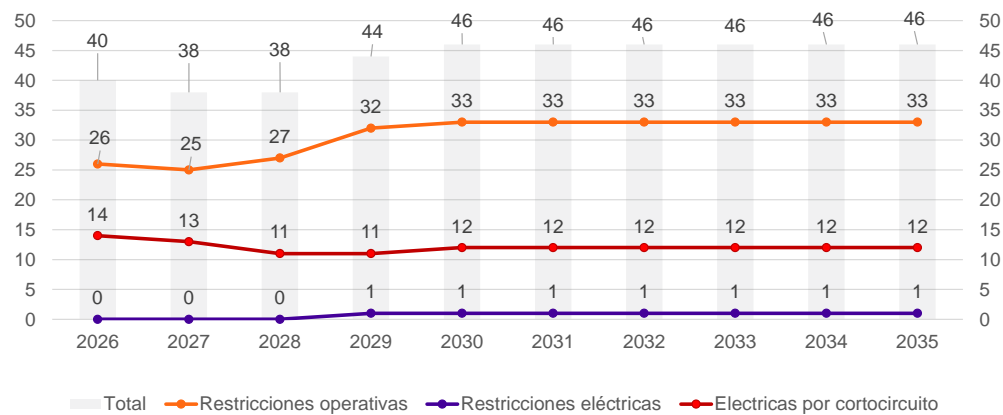


Figura 6-5 Evolución esperada en el número de restricciones - Área Oriental

6.1.1 Tabla de restricciones por subárea durante el horizonte de estudio

Las restricciones operativas se presentan en la forma: Equipo A / Equipo B, las cuales se leen: de materializarse la N-1 del equipo A, se sobrecarga el Equipo B, además se presentan las recomendaciones operativas más relevantes para mitigar cada restricción.

Las restricciones en Emergencia se presentan con una (E) y se refiere elementos que en condición de red completa pueden presentar sobrecarga o tensión inferior al valor inferior regulatorio de 0.9 p.u., que son dependientes de demanda y no controlables con generación, por lo que pueden programar DNA para su control.

Las restricciones eléctricas presentadas pueden ser por sobrecarga, tensión fuera de rango en condición de red completa, o superación capacidad de cortocircuito.

Restricciones subárea Bogotá

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina:
1	Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área	-						Programación de generación al interior del área	No hay proyecto definido.
2	Chivor - Guavio 1 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	555						Balance de generación entre Chivor y Guavio	No hay proyecto definido.
3	Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	555						Balance de generación entre Chivor y Guavio	No hay proyecto definido.
4	Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV	490						Balance de generación (Pagua, Chivor y Guavio especialmente)	No hay proyecto definido.
5	Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV	490						Balance de generación (Pagua, Chivor y Guavio especialmente)	No hay proyecto definido.
6	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio 230/115/13.2 kV	70						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Boyacá. El aumento de generación en Boyacá hará más crítica esta restricción	No hay proyecto definido.
7	Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio - Mambita 1 115 kV	80						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Boyacá. El aumento de generación en Boyacá hará más crítica esta restricción	No hay proyecto definido.
8	Guaca - Paraíso 2 230 kV / Guaca - Paraíso 1 230 kV	370						Balance de generación entre Pagua, Betania, Quimbo, Chivor y Guavio	No hay proyecto definido.
9	Guaca - Paraíso 1 230 kV / Guaca - Paraíso 2 230 kV	370						Balance de generación entre Pagua, Betania, Quimbo, Chivor y Guavio	No hay proyecto definido.
10	Balsillas – Mosquera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV	180						Riesgo de DNA	No hay proyecto definido.
11	Salitre - Gorgonzola 57.5 kV / Veraguas - Gorgonzola 57.5 kV	35						Riesgo de DNA. Se presenta por entrada en etapas del cambio de nivel de tensión de subestaciones	Cambio de nivel de tensión de subestaciones (todas las etapas)
12	Nva Esperanza 2 500/115 kV / Nva Esperanza 3 500/115 kV	650						Aumentar generación en Oriental	No hay proyecto definido.
13	Norte - T Peldar 115 kV / Sesquilé - Bochica 115 kV	125						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	Sopó STN y STR
14	Chivor 115/230 kV / Guavio 115/230 kV	75						Balance de generación entre Boyacá y Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.
15	Balsillas 1 230/115 kV / Balsillas 3 230/115 kV	145						Aumentar generación en Oriental (Chivor, Guavio, Darío Valencia), gestión de potencia reactiva con taps de transformadores	No hay proyecto definido.
16	Bacatá 1 500/115 kV / Bacatá 2 500/115 kV	640						Aumentar generación en Oriental	Sopó STN y STR
17	Guavio - Sopó 1 230 kV / Guavio - Sopó 2 230 kV	510						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.
18	Guavio - Sopó 2 230 kV / Guavio - Sopó 1 230 kV	510						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.
19	Sopó - Bochica 1 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV	160						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.
20	Norte - T Peldar 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV	165						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina:
21	Sobrecarga red completa Gran Sabana - Termozipa 115 kV (E)	-						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa.	No hay proyecto definido.
22	Sopó - Gran Sabana 115 kV / Bochica - Termozipa 115 kV	205						Balance de generación entre Chivor, Guavio y Zipa	No hay proyecto definido.
23	Sobrecarga en red completa de El Sol – Zipaquirá 115 kV							La generación por conectarse en Ubaté mitiga la restricción	Norte STN y STR
24	Acople 2072 Nva Esperanza 115 kV (Bar1Sec2 a Bar1Sec1) / Nva Esperanza – Compartir 115 kV	425						Aumentar generación en Oriental, en especial Guavio, Chivor y en Boyacá-Casanare (Yopal, Paipa). Distribuir campos de la subestación en las dos barras.	No hay proyecto definido
25	Chivor – Chivor II 2 230 kV / Acople S200 Chivor 230 kV (Bar1Sec2 a Bar1Sec1)	530						Bajar generación en la etapa 2 de Chivor, Guavio, Pagua, Yopal; subir generación en la etapa 1 de Chivor, Paipa, Sogamoso	No hay proyecto definido
26	Chivor – Chivor II 1 230 kV / Acople S200 Chivor 230 kV (Bar1Sec1 a Bar1Sec2)	540						Subir generación en la etapa 2 de Chivor, Zipa; bajar generación en la etapa 1 de Chivor, Guavio, Paipa, Yopal, Sogamoso	No hay proyecto definido
27	Sochagota - Chivor 1 230 kV /Chivor 115/230 kV	345						Bajar generación en Boyacá-Casanare (Aguazul, Aguacilara, Yopal). Subir generación en Chivor, Guavio	No hay proyecto definido
Agotamiento capacidad cortocircuito									
28	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Salitre 115 kV							Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido.
29	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Veraguas 115 kV							Según número de recursos en línea	
30	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Circo 115 kV							Según número de recursos en línea	
31	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Mesa 220 kV							Según número de recursos en línea	
32	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Tunal 115 kV							Según número de recursos en línea	
33	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Techo 115 kV							Según número de recursos en línea	
34	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Torca 220 kV							Según número de recursos en línea	
35	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Bacatá 115 kV							Según número de recursos en línea	
36	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Torca 115 kV							Según número de recursos en línea	
37	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Guavio 220 kV							Según número de recursos en línea	
38	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Nva Esperanza 115 kV							Según número de recursos en línea	Cambio de nivel de tensión de subestaciones
39	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Salitre 57.5 kV							Según número de recursos en línea	
40	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Concordia 57.5 kV							Según número de recursos en línea	
41	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Gorgonzola 57.5 kV							Según número de recursos en línea	

Tabla 6-2. Evolución restricciones en Bogotá

Restricciones subárea Meta

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Ocoa - Guamal (violetas) 115 kV / baja tensión San José del Guaviare y Granada 115kV	-						Riesgo de DNA	No hay proyecto definido
2	Ocoa – Reforma 1 115 kV / Ocoa - Barzal 115kV	170						Bajar generación en Meta, Guavio Chivor	No hay proyecto definido
3	Ocoa – Reforma 2 115 kV / Ocoa - Barzal 115kV	170						Bajar generación en Meta, Guavio Chivor	No hay proyecto definido
4	Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV	200						Balance de generación, bajar en Solares Llanos, subir en Solares Llanos 8, Solar Zuba	No hay proyecto definido
5	Santa Helena - Ocoa 115 kV / Santa Helena - Catama 115 kV	110						Balance de generación, bajar en Solares Llanos, Bosques Solares 6 y 7, subir en Solares 8 y Zuba	No hay proyecto definido
6	Santa Helena - Catama 115 / Santa Helena - Ocoa 115 kV	120						Balance de generación, bajar en Solares Llanos, Bosques Solares 6 y 7, subir en Solares 8 y Zuba	No hay proyecto definido
7	Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Catama 115 kV	220						Balance de generación, bajar en Solares Llanos, subir en Solares 8 y Zuba	No hay proyecto definido
8	Ocoa – Granada 1 115 kV / Ocoa - Guamal 115kV	75						Subir generación en Zuba	No hay proyecto definido
9	Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV / baja tensión en Puerto Gaitán 115 kV							Gestión de bancos de compensación y generación menor	No hay proyecto definido
Agotamiento capacidad cortocircuito									
10	Agotamiento capacidad de cortocircuito de S. J. del Guaviare 115							Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido

Tabla 6-3. Evolución restricciones en Meta

Restricciones asociadas al agotamiento de red

Dado el agotamiento de la red, la no definición o retraso en la entrada de proyectos de expansión se identifica susceptibilidad a presentar sobrecarga en red completa en:

Equipo	MW	Observación
Transformador Nueva Esperanza 1 500/115 kV	400	La restricción se elimina con la entrada del Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV.
Ocoa 115/34.5/13.8 kV	30	Sobrecarga en devanados de 34.5 kV y 13.8 kV (20 MVA)

Tabla 6-4 Equipos que superan la capacidad nominal en red completa

Adicionalmente, se evidencia susceptibilidad a tensión cercana o inferior al límite regulatorio de 0.9 p.u. en condición de red completa o ante contingencia sencilla en los nodos 115 kV de la sabana norte de Bogotá, y los nodos San José del Guaviare y Villeta a 115 kV. De manera general, se recomienda la implementación de SAEB u otros equipos de compensación que permitirían la gestión de estas restricciones.

6.2 Requerimiento de unidades para soporte de tensión

La Figura 6-6 muestra la evolución del requerimiento de unidades para soporte de tensión en los nodos del área Oriental bajo un escenario de máxima importación de potencia. Se resalta lo siguiente:

- Una vez entre en operación el proyecto La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV se observa una reducción de hasta 3.5 unidades equivalentes
- Además, de entrar los proyectos Norte STN y STR se observa una reducción de 8 unidades equivalentes o más según el valor de demanda en el área.
- El requerimiento de unidades es proporcional a la importación de potencia del área. A menor importación de potencia menor requerimiento de unidades.

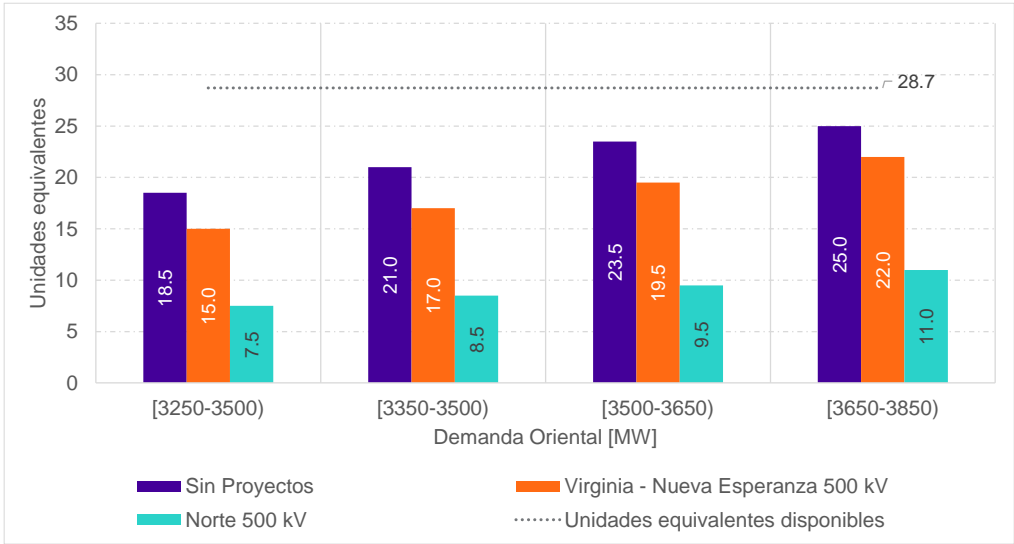


Figura 6-6 Requerimiento de unidades para el soporte de tensión área Oriental ante la entrada de proyectos de transmisión

Si los proyectos de expansión mencionados no entran en operación, y considerando los índices de indisponibilidad histórica (IH) de los recursos de generación del área, se identifica que, ante un escenario de demanda superior a 3500 MW, la probabilidad de cumplir con el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión es cercana al 53%, incluso asumiendo la disponibilidad total de las unidades existentes (Figura 6-7).

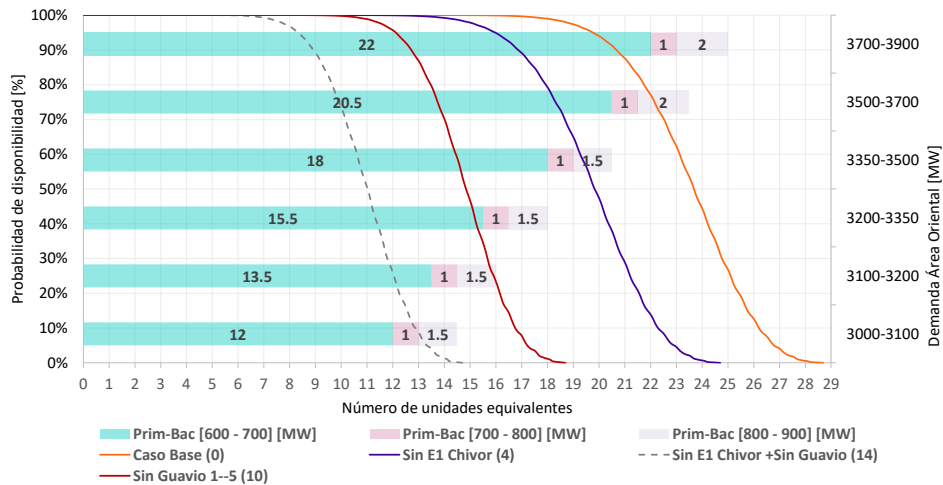


Figura 6-7. Probabilidad disponibilidad requerimiento de unidades Caso sin proyectos.

En contraste, con la entrada en operación de los proyectos de expansión, la reducción en el requerimiento de unidades mejora significativamente esta probabilidad. Para el mismo escenario de demanda, la probabilidad de cumplir con el requerimiento se aproxima al 100% (Figura 6-8).

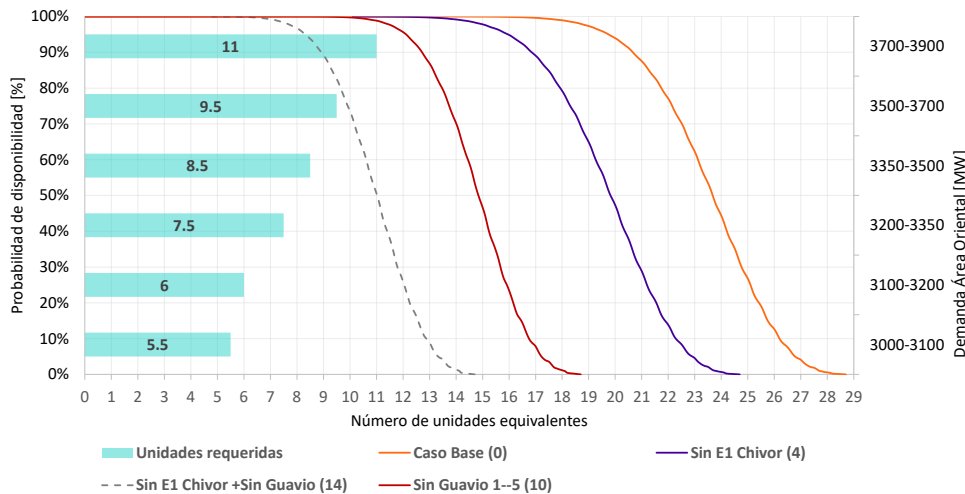


Figura 6-8. Probabilidad disponibilidad requerimiento de unidades con proyectos

6.3 Evolución capacidad importación de potencia - área Oriental

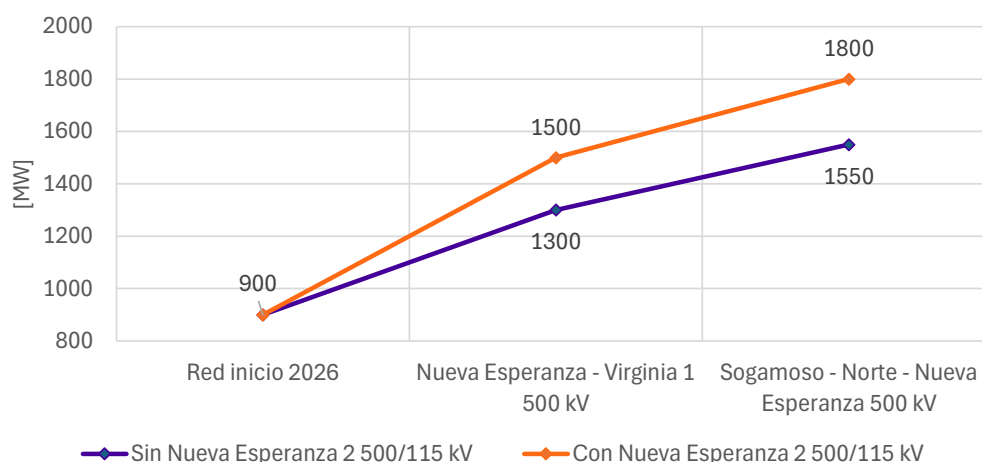


Figura 6-9. Evolución capacidad de importación de potencia del área Oriental ante la entrada progresiva de proyectos.

La Figura 6-9 muestra la evolución de la capacidad de importación en Oriental ante la entrada de proyectos de transmisión. A continuación, se mencionan aspectos relevantes del análisis realizado:

- En la condición de red a inicio de 2026, el límite de importación se ubica alrededor de 900 MW censado únicamente a través del circuito Primavera – Bacatá, siendo las mayores limitaciones sobrecarga en Purnio – Noroeste 1 y 2 a 230 kV ante contingencia y, bajas tensiones ante contingencia en la zona norte de Bogotá, Facatativá 115 kV y San José del Guaviare 115 kV.
- Una vez entre en operación La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, aparece un enlace adicional para censar el límite de importación el cual aumenta a 1300 MW o 1500 MW si no se considera o si la entrada en operación del segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV. Sumada a las limitaciones antes descritas, el no considerar la entrada del transformador, puede generar sobrecarga en red completa del existente.
- Adicional a lo anterior, con la entrada de los proyectos Norte STN y STR el límite de importación será medido por los circuitos Bacatá – Primavera 1 500 kV + Nueva Esperanza – Virginia 1 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV. Sumada a las limitaciones antes descritas, el no considerar la entrada del transformador, puede generar sobrecarga en red completa del existente reduciendo la capacidad de importación de 1800 MW a 1550 MW.
- Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda tener una entrada en operación coordinada del transformador junto a los otros proyectos, para tener un aprovechamiento máximo en el aumento de capacidad en la importación

6.4 Demanda máxima atendible en la sabana norte de Bogotá

Se realizó una estimación de la demanda máxima que se podría atender en la zona norte de Bogotá, considerando el crecimiento de la demanda de la zona y posibles retrasos en la fecha de entrada en operación de los proyectos de transmisión, en particular del proyecto Norte 500 kV, 230 kV y 115 kV. El análisis realizado tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Circuito Guateque – Sesquilé 115 kV abierto
- Se realiza crecimiento de la demanda de la sabana norte de Bogotá: AURORA_1, CHIA__1, DIACOC_1, EL_SOL_1, GRASAB_1, LEOAGA_1, PELDAR_1, PELDZIP1, SESQUIL1, SIMIJAC1, TENJO__1, TZIPAQU1, UBATE__1 y ZIPAQUI1. El resto de demanda en el SIN se conservó de acuerdo con las proyecciones realizadas.
- Se considera la disponibilidad de los bancos de capacitores de Ubaté 115 kV y El Sol 115 kV, los cuales tienen alto impacto en mantener perfiles de tensión adecuados.

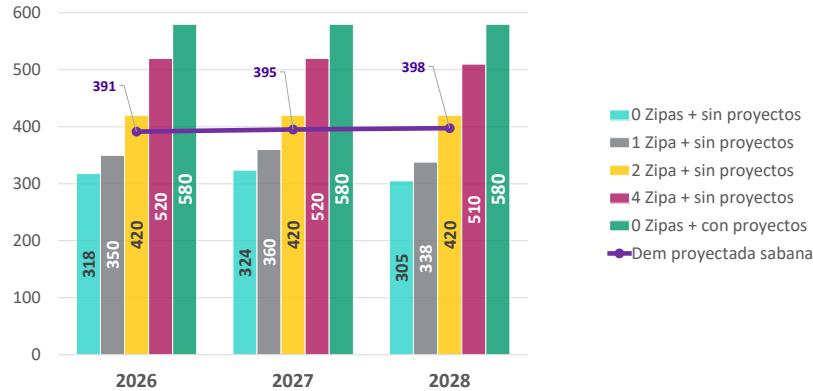


Figura 6-10. Máxima demanda atendible en la sabana norte de Bogotá a partir de las unidades de Zipa en operación y la entrada de proyectos

La Figura 6-10, muestra los resultados del análisis, donde se resalta:

- De no entrar los proyectos de Norte, se requeriría del despacho de dos unidades de Zipa según la demanda esperada.
- En todos los casos se encuentra como una de las limitaciones el cumplimiento del criterio de recuperación transitoria de la tensión en nodos de la red ante la contingencia del circuito Bacatá – Primavera 500 kV.
- Para el caso de 4 unidades de Zipa sin proyectos, si bien se presenta aumento en la máxima demanda atendible en la zona, se observan sobrecargas en red completa en El Sol – Zipaquirá 115 kV que restringen el umbral de demanda atendible.
- En operación Norte, sin generación en Zipa, el valor de demanda atendible se ubica alrededor de 580 MW.
- La Figura 6-11, muestra la probabilidad de contar con las unidades de Zipa a partir de sus índices de Indisponibilidad Histórica (IH). Se observa que, de presentarse retraso en la entrada de proyectos y con la demanda proyectada para la zona, para el despacho de dos unidades Zipa se tendría una probabilidad de alrededor de 49%.
- Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se recomienda continuar con el trabajo de implementación de un esquema suplementario para bajas tensiones ante contingencia y, considerar la implementación de obras de mitigación como equipos de almacenamiento SAEB que permitirían una gestión de la curva de demanda en la zona.

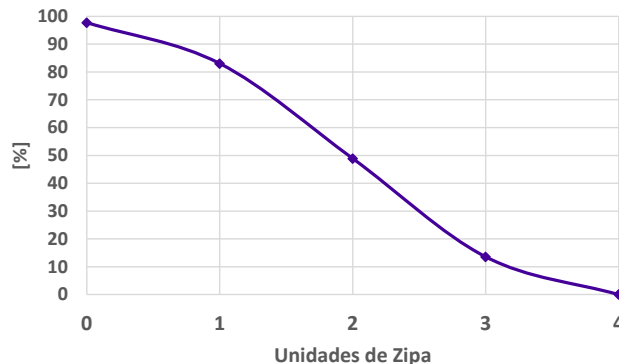


Figura 6-11. Probabilidad disponibilidad de las unidades de Zipa

Sensibilidad en la máxima demanda atendible considerando solo en operación el proyecto PTR12987 UPME 01 – 2024 Sopó 230/115 kV

La subestación Sopó 230/115 kV (FPO 2029) ofrece puntos adicionales de inyección de potencia desde el STN hacia la sabana norte de Bogotá en las subestaciones Bochica 115 kV y Gran Sabana 115 kV, mejorando el soporte de tensión en la zona. La Figura 6-12, muestra el cambio en los umbrales de demanda máxima atendible sin considerar la entrada de proyectos y considerando la entrada de Sopó. Se observa que, con la entrada en operación individual del proyecto:

- Para la demanda esperada se podrían atender hasta 450 MW en la zona norte de Bogotá sin el despacho de unidades de Zipa, a diferencia del caso sin considerar la entrada de proyectos en la cual se requeriría del despacho de dos o hasta tres unidades de Zipa.
- Se continúa presentando como limitación la sobrecarga de El Sol – Zipaquirá 115 kV a valores por encima de alrededor de 470 MW en la zona. Para gestionar esta sobrecarga se requeriría de la entrada en operación del proyecto de Norte STR que reconfigura el circuito T Peldar – Ubaté 115 kV en T Peldar – Norte – Ubaté 115 kV descargando el flujo de potencia por el circuito.

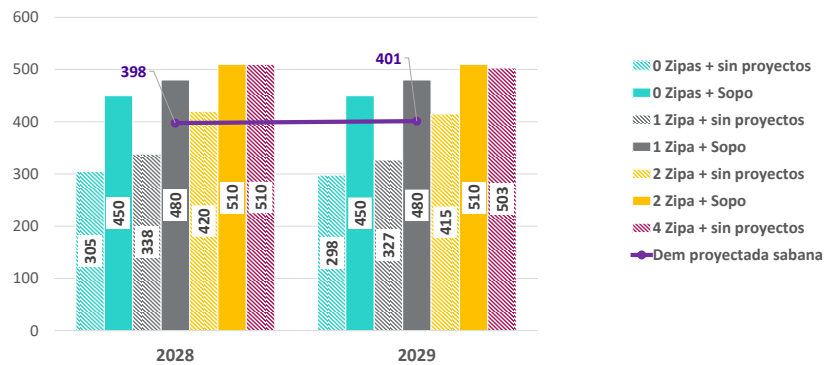


Figura 6-12. Máxima demanda atendible en la sabana norte de Bogotá a partir de las unidades de Zipa en operación y considerando la entrada en operación de Sopó.

Se recomienda realizar monitoreo al crecimiento de la demanda a la espera de la entrada en operación de los proyectos de Norte y/o Sopó, y continuar con los trabajos de implementación de esquemas suplementarios en la zona.

6.5.1 Proyectos con mayor impacto subárea Bogotá



6.5.1.1 PTR000256 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 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: 02/06/2026

Impacto: el impacto real se observa una vez entren en operación los proyectos de Norte STN. Se reduce en alrededor de 3 el requerimiento de unidades una vez ingrese también la parte del STN, donde el mayor impacto es observable en la sabana norte. Se realizó un análisis de sensibilidad para realizar el cierre de circuito Guateque – Sesquilé 115 kV, en donde, para poder realizar dicho cierre se requiere de la repotenciación de Guateque – Sesquilé y Guateque – Tunjita.

6.5.1.2 PTR02651 Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV y PTR010177 UPME 03-2023 BT Nueva Esperanza 2 500 kV.

Promotor: Bahía: EPM; transformador: ENEL COLOMBIA SA ESP

Descripción: Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV. Previo a la entrada de este proyecto se espera la entrada de la bahía de conexión del segundo transformador Nueva Esperanza 500 kV según la convocatoria UPME 03-2023.

FPO: Bahía: 30/06/2026; transformador: 30/09/2026

Impacto: Este proyecto habilita la conexión de los siguientes proyectos:

- PTR08588 Carga ODATA Cota 20 MW.
- PTR08661 Carga Tenjo 100 MW.
- PTR08663 Respaldo demanda VRO 209 MW.
- PTR08599 Carga ODATA Navarra 50 MW.

De no entrar el proyecto para el año previsto podrían presentarse sobrecargas en red completa del transformador Nueva Esperanza 1 500/115 kV, la cual limita el aumento de la importación de potencia en el área.

Permite aumentar la capacidad de importación del área Oriental hasta en 200 MW, según la entrada de los proyectos PTR00075 UPME 07 - 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y PTR00070 UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV (ver sección 6.3).

6.5.1.3 PTR00070 Norte 500 kV y circuito Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV. PTR00057 Chivor II y Norte 230 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 configuración interruptor y medio; 2 transformadores Norte 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%. Línea Sogamoso – Norte 500 kV, de 257 km de longitud, aproximadamente. Línea Norte Nueva - Esperanza 500 kV de 87 km.

FPO: Norte 230 kV y Chivor II 230 kV: 31/12/2026; Norte 500 kV y Sogamoso – Norte- Nueva Esperanza: 31/10/2026

Impacto: De darse la entrada previa de la línea La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, con la entrada en operación del proyecto Norte 230 kV y 500 kV la importación de potencia a través de la red 500 kV es medida a través de los circuitos Primavera – Bacatá 500 kV + Virginia – Nueva Esperanza 500 kV + Sogamoso – Norte 500 kV. El límite de importación del área puede aumentar a alrededor de 1550 MW y hasta 1800 MW de darse la entrada en operación del segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV. Se reduce en alrededor de 5 el requerimiento de

unidades equivalentes para el soporte de tensión; mitiga la restricción Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV.

Con los circuitos adicionales en Chivor 230 kV hacia Chivor II 230 kV que permiten atender la demanda de Rubiales, aparecen restricciones asociadas a la sobrecarga del interruptor S200 de Chivor 230 kV en ambos sentidos, ante la contingencia de los circuitos Chivor – Chivor II 230 kV.

6.5.1.4 PTR10522 Ampliación de capacidad de carga de campo Rubiales en 88 MW en la subestación Chivor II 230 kV

Promotor: PETROELÉCTRICA DE LOS LLANOS **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Aumento de capacidad de conexión de campo Rubiales de 192 MW a 280 MW en la subestación Chivor II 230 kV. Este proyecto se encuentra supeditado a la entrada en operación del proyecto PTR00057 UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV

Impacto: El aumento de demanda participa en las restricciones de sobrecarga en el acople S200 Chivor 230 kV ante contingencia de los circuitos Chivor – Chivor II 1 y 2 230 kV.

6.5.1.5 PTR08588 Cargas ODATA Cota 20 MW y PTR08661 Tenjo 100 MW

Promotor: ODATA Cota ODATA COLOMBIA S.A.S.; Tenjo: DHA. **FPO:** 31/12/2026

Descripción: Conexión de cargas al STR en la subestación Bacatá 115 kV, ODATA Cota con toma de carga de hasta 20 MW y Tenjo con toma de carga de hasta 100 MW. Ambos proyectos se encuentran supeditados a la entrada en operación de: Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza – Virginia 500 kV y segundo transformador Nueva Esperanza 500 kV.

Impacto: Con el aumento de demanda en la subestación no se observa aparición de restricciones por sobrecarga ante contingencia. Por otro lado, dicho aumento participa en el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión en el área.

6.5.1.6 PTR08607 Ampliación carga planta Peldar Zipaquirá

Promotor: Luis Humberto Lozano Piñeros **FPO:** 31/12/2026

Descripción: capacidad de conexión de carga adicional de 29 MW en Peldar 115 kV. Se encuentra supeditado a la entrada en operación de: Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza – Virginia 500 kV y segundo transformador Nueva Esperanza 500 kV.

Impacto: el proyecto fue analizado considerando la entrada de las obras que lo supeditan. Con el aumento de demanda se incrementa el flujo de potencia por el circuito Norte – T Peldar 115 kV teniendo participación en las restricciones Norte - T Peldar 115 kV / Sesquilé - Bochica 115 kV y Norte - T Peldar 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV. Por otro lado, el aumento de demanda participa en el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión en el área.

6.5.1.7 PTR08599 Carga ODATA Navarra 50 MW

Promotor: ODATA COLOMBIA S.A.S.

Descripción: Conexión de carga al STN en la subestación Bacatá 230 kV. Se espera que esta carga aumente forma progresiva en cuatro etapas de 22 MW en el año 2025, 30 MW en el 2026, 40 MW en el 2027 y 50 MW en el año 2028. Su conexión se encuentra supeditada a la entrada de los proyectos: Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza – Virginia 500 kV y segundo transformador Nueva Esperanza 500 kV.

FPO: etapa 1: 31/12/2025; etapa 2: 31/12/2026; etapa 3: 31/12/2027; etapa 4: 31/12/2028

Impacto: Se analiza el impacto considerando la entrada de la carga desde la etapa 2 dado que la etapa 1 está supeditada a proyectos de transmisión que entrarían en 2026. Con el aumento de

demanda en la subestación no se observa aparición de restricciones por sobrecarga ante contingencia. Por otro lado, el aumento de demanda participa en el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión en el área.

6.5.1.8 PTR05155 Nueva subestación Tren Occidente 115 kV Etapa 2 y PTR01273 Carga Regiotram Occidente zona El Corzo 25 MW

Promotor: ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. - CONCESIONARIA FÉRREA DE OCCIDENTE

FPO: 30/06/2027

Descripción: la etapa 2 comprende la conexión de las líneas Occidente – Tren Occidente 115 kV y Mosquera – Tren Occidente 115 kV. La carga Corzo tiene capacidad de conexión de 25 MW y está supeditada a las obras asociadas a Tren Occidente y al cambio de TC's en Balsillas a Tren Occidente y Facatativá a Tren Occidente a 800 A.

Impacto: Permite la conexión de demanda adicional en el área. Se activa la nueva restricción Balsillas – Mosquera 115 kV / Balsillas - Tren de occidente 115 kV, esta restricción es dependiente de la demanda y poco sensible al control con generación.

Por concepto UPME aumenta la capacidad de los TC's de las subestaciones de Balsillas 115 kV y Facatativá 115 kV a 800 A el cual fue realizado el 10 de diciembre de 2024. Se recomienda revisar aumento en la capacidad de corriente del circuito Balsillas – Tren de occidente 115 kV a un valor mayor a 800 A,

6.5.1.9 PTR01467 Cambio de subestaciones de 57.5 kV a 115 kV

Promotor: ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** Etapa 2: 31/12/2026. Etapa 3: 31/12/2027

Descripción: Cambio de nivel de tensión en elementos de red de 57.5 a 115 kV, en tres etapas se hará cambio sobre los siguientes equipos:

- Etapa 1: Nueva Esperanza – Indumil a 115 kV (en operación)
- Etapa 2: San Fasón de 57 kV y líneas Salitre – San Fasón y Concordia – San Fasón a 115 kV.
- Etapa 3: líneas Gorgonzola – Salitre, Gorgonzola – San Fasón, Gorgonzola – Veraguas y conexión adicional Nueva Esperanza – Indumil – Gorgonzola a 115 kV.

Impacto: una vez entre todo el proyecto, elimina la restricción por superación de la capacidad de cortocircuito en Concordia 57.5 kV, San Fasón 57.5 kV y Gorgonzola 57.5 kV. Al entrar en operación la etapa 2, aparece la restricción Salitre - Gorgonzola 57.5 kV / Veraguas - Gorgonzola 57.5 kV debido a que la carga de Gorgonzola 57.5 kV es muy alta para ser atendida únicamente desde Veraguas. Se recomienda a ENEL tener presente esta condición y revisar traslados de carga evitar la activación de esta restricción hasta la entrada de la etapa 3 del proyecto.

6.5.1.10 PTR013175 Subestación Intexzona 115 kV y líneas asociadas

Promotor: ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. **FPO:** Etapa 1: 31/12/2026. Etapa 2: 31/12/2027

Descripción: Etapa 1: Subestación Intexzona 115 kV que reconfigura la línea Noroeste – Bolivia 115 kV en el corredor líneas Noroeste - Intexzona - Bolivia 115 kV. Etapa 2: Nueva línea Noroeste – Bolivia 115 kV y la reconfiguración de la línea Noroeste –Tenjo 115 kV en Bacatá – Tenjo 115 kV.

Impacto: Ofrece mayor confiabilidad en la atención de la demanda de la zona de Bolivia 115 kV gracias a la inclusión de un corredor adicional. La reconfiguración de Noroeste – Tenjo 115 kV en Bacatá – Tenjo 115 kV acerca eléctricamente a Tenjo a Bacatá 115 kV mejorando los perfiles de tensión en la subestación.

6.5.1.11 PTR012987 UPME 01 – 2024 Sopó 230 kV y PTR012985 transformadores Sopó 230/115 kV y líneas asociadas

Promotor: STR: ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. STN: UPME (Sin Promotor) **FPO:** 31/12/2029

Descripción: Subestación a 230 kV interruptor y medio, reconfiguración de los circuitos Circo – Guavio 1 y 2 230 kV en Circo – Sopó – Guavio 1 y 2 230 kV; dos transformadores 230/115 kV de 300 MVA cada uno y líneas Bochica – Sopó 115 kV y Gran Sabana – Sopó 115 kV.

Impacto: Para evaluar el beneficio individual del proyecto Sopó, se realizó un análisis de sensibilidad sobre su operación, considerando tanto la entrada como la no entrada de los proyectos Norte STN - STR y del circuito La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, así como las cargas supeditadas a estos proyectos.

Sin considerar Norte STN y STR ni La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

- Se presenta una reducción en la necesidad de despachar dos unidades de Zipa para la demanda esperada en los años 2028-2029. (ver sección 6.4)
- Impacto en restricciones eléctricas y operativas de la red. De entrar el proyecto Sopó, y sin considerar los proyectos Norte STN y STR y el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, se identifica activación en algunos escenarios de las siguientes restricciones:
 - ✓ Sobrecarga en red completa de Gran Sabana – Termozipa 115 kV
 - ✓ Sopó – Bochica 115 kV / Gran Sabana – Termozipa 115 kV
 - ✓ Sopó – Gran Sabana 115 kV / Bochica – Termozipa 115 kV
 - ✓ Termozipa – El Sol 1 115 kV / Termozipa – El Sol 2 115 kV
 - ✓ Termozipa – El Sol 2 115 kV / Termozipa – El Sol 1 115 kV
 - ✓ Guavio - Sopó 1 220 kV / Guavio - Sopó 2 220 kV
 - ✓ Guavio - Sopó 2 220 kV / Guavio - Sopó 1 220 kV

Considerando los proyectos Norte STN – STR, se presenta aumento en los escenarios seguros de operación de un 25%. Se eliminan las restricciones Termozipa – El Sol 1 115 kV / Termozipa – El Sol 2 115 kV y Termozipa – El Sol 2 115 kV / Termozipa – El Sol 1 115 kV. Las demás restricciones se mitigan más no se eliminan.

Recomendaciones a la UPME:

Evaluar aumento de capacidad de los circuitos que se identifican pueden generar nuevas restricciones en el sistema, esto es, Gran Sabana – Termozipa 115 kV (>750 A o más), Bochica – Termozipa 115 kV (capacidad de sobrecarga superior a 500 A), y Guavio - Sopo 1 y 2 220 kV (capacidad de sobrecarga superior a 1.1 kA).

El diagrama muestra la red de transmisión de energía eléctrica de 115 kV en Colombia. Las subestancias principales incluyen Suria 230 kV, Santa Helena 115 kV, Villavicencio 115 kV, Granada 115 kV, y San Jose del Guaviare 115 kV. Las líneas de transmisión conectan estas subestancias, como la línea PTR A00623 entre Santa Helena y Suria, y la línea PTR A00301 entre Santa Helena y Catama. Se detallan también proyectos de energía renovable como B. Solares 6 (79.6 MW) y Bosques Solares 8 (170 MW). El diagrama ilustra la estructura de la red y la capacidad de generación de las plantas.

Todos los **derechos reservados** para XM S.A E.S.P.

6.5.2.1 PROG03552 Bosques Solares de los Llanos 7 99.9 MW

Promotor: Bosques Solares de los Llanos 7 SAS E.S.P

FPO: 31/12/2026

Descripción: solar Bosques Solares de los Llanos 7 de 99.9 MW a conectarse en Suria 230 kV.

Impacto: Esta generación participa en las restricciones Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV, Santa Helena - Catama 115 / Santa Helena - Ocoa 115 kV y Santa Helena - Ocoa 115 kV / Santa Helena - Catama 115 kV donde el aumento de su generación aumenta la transferencia por los circuitos asociados a la restricción.

6.5.2.2 PROG08392 Bosques Solares 8 y PROG08501 El Danubio 50 MW

Promotor: PROG08392: Bosques Solares de los Llanos 8 SAS E.S.P; PROG08501: LUMINORA SOLAR POWER COLOMBIA TRECE SAS

FPO: PROG08392: 31/12/2026; PROG08501: 31/12/2029

Descripción: generación solar Bosques Solares de los Llanos 8 de 170 MW y Danubio de 50 MW a conectarse en Ocoa 115 kV.

Impacto: Esta generación participa en las restricciones Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV, Santa Helena - Catama 115 / Santa Helena - Ocoa 115 kV y Santa Helena - Ocoa 115 kV / Santa Helena - Catama 115 kV donde el aumento de su generación disminuye la transferencia por los circuitos asociados a la restricción. Adicionalmente, las plantas sirven para soporte de tensión de la zona.

6.6 Recomendaciones

A la UPME adelantar las gestiones necesarias para garantizar la entrada oportuna de obras de impacto para el área, como Norte STN y STR, Sopó y la línea La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. Ante posibles retrasos en estas obras, se sugieren evaluar acciones de mitigación que permitan mantener la seguridad operativa del sistema hasta la entrada en operación de los proyectos mencionados, tales como

- Se recomienda a la UPME, evaluar la instalación en nodos críticos de la red 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá y en los nodos San José del Guaviare, Puerto Gaitán 115 kV y Villeta a nivel de 115 kV, de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) u otros dispositivos con capacidad de respuesta automática y dinámica. Ante retrasos en el proyecto Norte STN y STR, para sobrecargas en el circuito El Sol – Zipaquirá 115 kV estos equipos permitirían reducir la demanda neta en periodos críticos y controlar la restricción.
- Se recomienda a ENEL, materializar la implementación de los esquemas suplementarios por baja tensión en los nodos de la Sabana Norte de Bogotá, los cuales a marzo de 2025 aún están en proceso de implementación, y asegurar su efectividad en la gestión operativa.

A la UPME y Enerca, revisar la incorporación de una inyección adicional de potencia reactiva en el Meta para gestionar las bajas tensiones en la zona de San José del Guaviare, en especial, por fallas en Guamal – Ocoa 115 kV y Primavera – Bacatá 500 kV. A su vez, la incorporación de un punto de inyección adicional desde el STN en Puerto Gaitán puesto que, el aumento de la demanda y la variabilidad de la generación en la zona puede hacer difícil el soporte de tensión en esa zona, en especial, ante fallas en Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV y Primavera – Bacatá 500 kV.

A ENEL, revisar la realización de traslados de carga o evaluar la incorporación de esquemas suplementarios en Gorgonzola 57.5 kV, dado que, con la entrada de la primera etapa del proyecto PTRAO1467 Cambio de subestaciones de 57.5 kV a 115 kV, se presentarían sobrecargas en circuito con la restricción Salitre - Gorgonzola 57.5 kV / Veraguas - Gorgonzola 57.5 kV que no pueden ser gestionadas con generación.

A la UPME y ENEL, evaluar la repotenciación de circuitos o corredores:

- Por restricciones eléctricas y operativas que aparecen con la entrada de proyectos, Gran Sabana – Termozipa 115 kV, Bochica – Termozipa 115 kV, y Guavio - Sopo 1 y 2 220 kV.
- Del corredor Sesquilé – Guateque – Tunjita 115 kV que permitiría el cierre del circuito Guateque – Sesquilé 115 kV y un aumento en los escenarios seguros de operación junto a la entrada de los proyectos de Norte.
- Balsillas – Tren Occidente 115 kV, debido a que la restricción asociada Balsillas – Mosquera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV tiene poca sensibilidad al cambio en la generación. Adicionalmente, el uso de SAEB puede reducir la demanda neta en periodos de máxima, permitiendo gestionar la restricción.

7 Área Nordeste

El área Nordeste se compone de las subáreas Arauca, Boyacá-Casanare, Norte de Santander y Santander, está interconectada con las áreas Antioquia, Oriental y Caribe.

Tanto para la red proyectada en 2026 como en el horizonte a largo plazo, no se identifican restricciones que limiten la importación o exportación de potencia. Sin embargo, el aumento proyectado de la demanda genera un incremento en la criticidad de restricciones por baja tensión en nodos del STR de Norte Santander y Boyacá – Casanare ante contingencias sencilla. Algunas de estas restricciones no son controlables, incluso con la programación de unidades de generación disponibles para el soporte de tensión. Por ello, resulta fundamental garantizar la materialización de los proyectos de expansión en las fechas programadas o antes, en particular Tonchalá 230/115 kV y SVC de Ínsula, los cuales además ayudan a mejorar la capacidad de exportar potencia de Colombia a Venezuela.

Adicionalmente, el crecimiento de la demanda y generación también implica un aumento en las restricciones por sobrecarga, tanto en red completa como ante contingencia sencilla, por lo que, se recomienda evaluar la repotenciación de circuitos en la subárea Boyacá – Casanare. También, se observan nuevas restricciones asociadas a la entrada en operación de La Paz 230 kV, donde se dan recomendaciones de adicionar un circuito a la definición actual que tiene el proyecto.

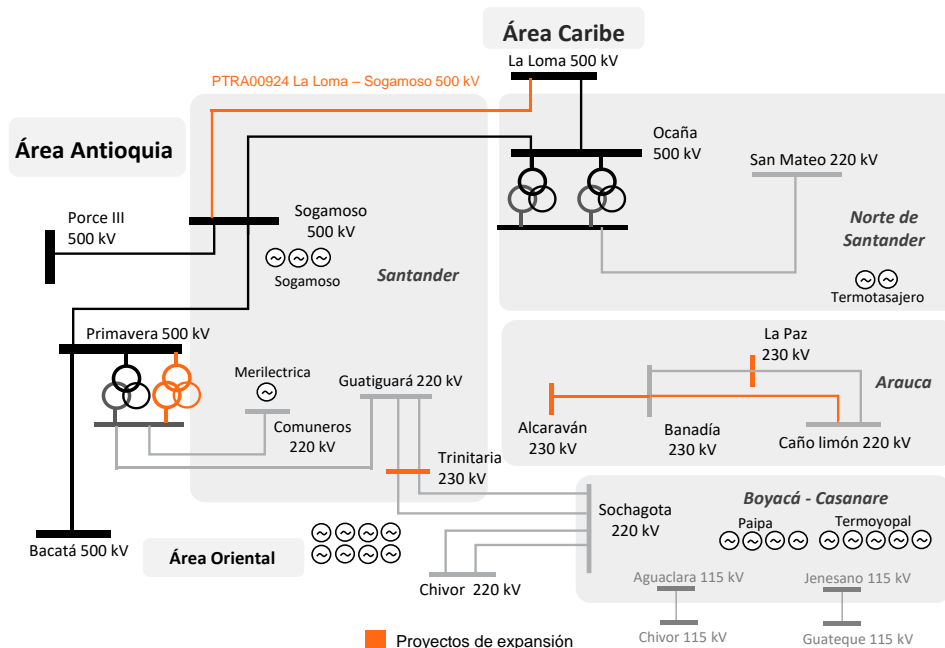


Figura 7-1 Condición prevista de red para el área Nordeste en el horizonte de estudio

Para la condición de red a marzo de 2026 su demanda máxima está alrededor de 1412 MW y a partir de la proyección se prevé alcance los 1647 MW a 2035.

Evolución pronosticada de la demanda

La Figura 7-2, muestra la demanda pronosticada en el área Nordeste, la cual fue construida a partir de los crecimientos indicados en las proyecciones realizadas por la UPME

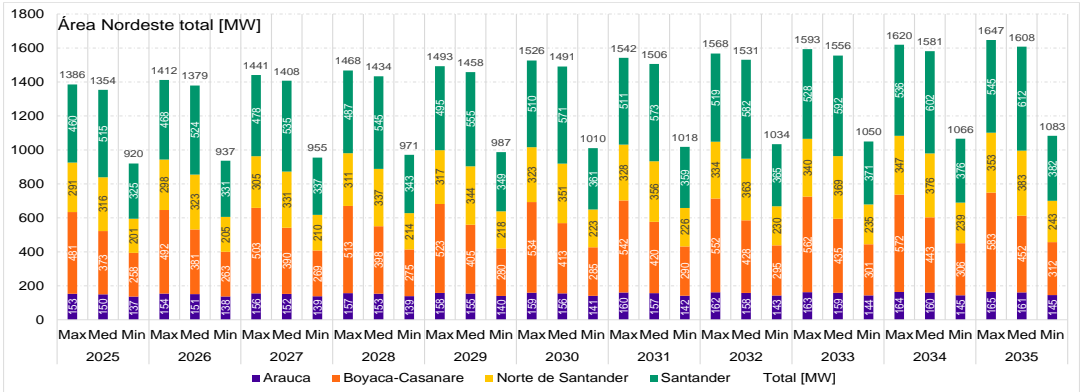


Figura 7-2 Evolución pronóstico de la demanda [MW] - Área Nordeste 2025 – 2035

Evolución capacidad de generación

A marzo de 2025 su capacidad de generación es cercana a 2150 MW (41 % generación hidráulica, 52 % generación térmica y 7 % generación solar fotovoltaica), de entrar los proyectos de generación con FPO a 2035, se proyecta que la capacidad instalada de generación alcance los 4 GW, distribuidos en 1.9 GW de energía solar, 1.25 GW de generación térmica y 889 MW en recursos hidráulicos.

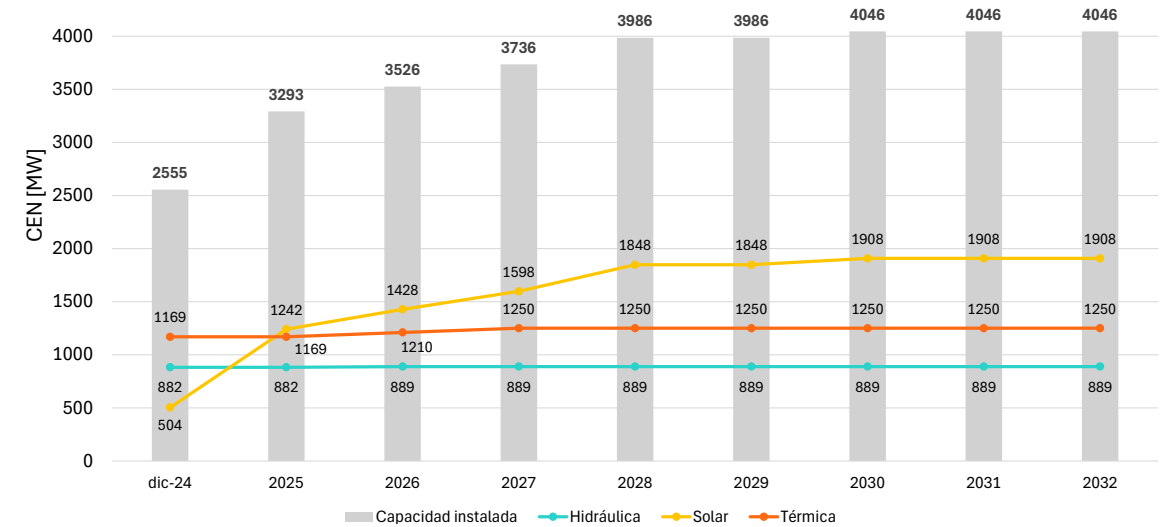


Figura 7-3 Aumento capacidad de generación por proyectos del área Nordeste

Dentro de la evolución de la capacidad de generación mostrada anteriormente, se encuentran proyectos supeditados (290 MW) a la entrada en operación de proyectos de transmisión que a marzo de 2025 no cuentan con promotor. Los proyectos son:

Proyecto					Proyecto al cual está supeditado	
Código	Nombre	Tipo	CEN [MW]	Punto de Conexión	Código	Nombre
PROG00687	Macaregua	Solar	19.9	San Gil 34.5 kV	PTRA00437	UPME 09-2021 S/E Trinitaria 230 kV (antes Cabrera, antes Nueva Granada)
PROG00594	Celsia Solar Chicamocha 4	Solar	19.9	Mesa del Sol 115 kV		
PROG08488	PCH Santa Rosa	Hidráulico	19.9	Barbosa 115 kV		
PROG08418	Sol de Cimitarra	Solar	9.9	Cimitarra 34.5 kV		
PROG08406	El Gabán I	Solar	100	Alcaraván	PTRA00423	UPME 08-2021 Nueva SE La Paz 230 kV

Proyecto					Proyecto al cual está supeditado	
Código	Nombre	Tipo	CEN [MW]	Punto de Conexión	Código	Nombre
				230 kV		
PROG08406	El Gabán II	Solar	120	Alcaraván 230 kV	PTRA00423 PTRA00416	UPME 08-2021 Nueva SE La Paz 230 kV SE Alcaraván 115 kV y líneas asociadas.

Tabla 7-1. Proyectos de generación supeditados a proyectos de transmisión sin promotor

7.1 Evolución restricciones por año

El número de restricciones por año y su evolución es indicativo dados los supuestos del estudio: materialización de los proyectos de expansión en la FPO programada, supuestos en los factores de distribución de la demanda. La tabla con las restricciones activas para cada año se presenta en el capítulo de Anexos (ver sección 7.1.1).

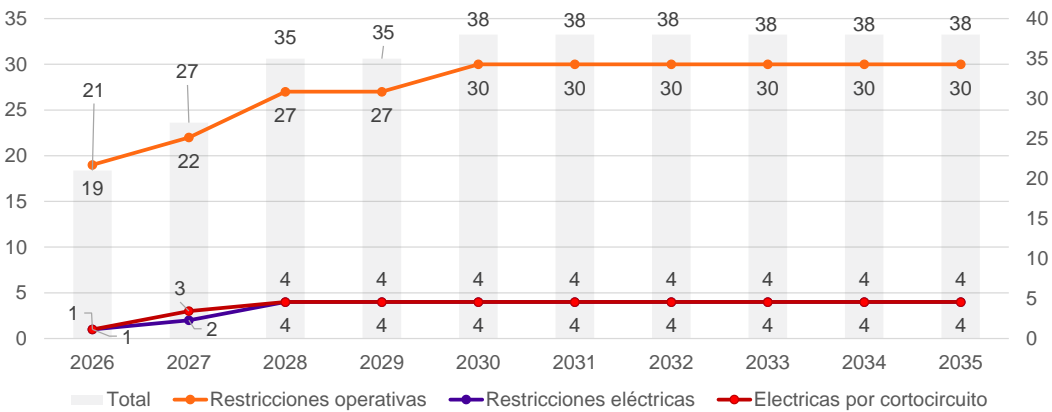


Figura 7-4 Evolución esperada en el número de restricciones - Área Nordeste

7.1.1 Tabla de restricciones por subárea durante el horizonte de estudio

Consideraciones:

Las restricciones operativas se presentan en la forma: Equipo A / Equipo B, las cuales se leen: de materializarse la N-1 del equipo A, se sobrecarga el Equipo B, además se presentan las recomendaciones operativas más relevantes para mitigar cada restricción.

Las restricciones en alerta se presentan con una (A), y se refiere a las restricciones que han sido declaradas por el CND en estado de Alerta al ser dependientes de demanda, no controlables con generación, y para su control están contra esquema suplementario ESP.

Las restricciones eléctricas presentadas pueden ser por sobrecarga, tensión fuera de rango en condición de red completa, o superación capacidad de cortocircuito.

Restricciones de la subárea Arauca

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Caño Limón - La Paz 230 kV / Alta tensión nodos Arauca	-						Aparece con la entrada en operación de La Paz 230 kV. Controlar esta restricción puede dejar expuesta a la subárea a que se presenten las restricciones de baja tensión	No hay proyecto definido
2	Palos - Toledo 230 kV / Baja tensión nodos de Arauca	-						Aparece con la entrada en operación de La Paz 230 kV. Controlar esta restricción puede dejar expuesta a la subárea a que se presenten la restricción de alta tensión	No hay proyecto definido
3	Toledo - Samoré 230 kV/ Baja tensión nodos de Arauca	-						Aparece con la entrada en operación de La Paz 230 kV. Controlar esta restricción puede dejar expuesta a la subárea a que se presenten la restricción de alta tensión	No hay proyecto definido
4	Samoré – Banadía 230 kV / Baja tensión nodos de Arauca	-						Aparece con la entrada en operación de La Paz 230 kV. Controlar esta restricción puede dejar expuesta a la subárea a que se presenten la restricción de alta tensión	No hay proyecto definido

Tabla 7-2. Evolución restricciones en Arauca

Restricciones de la subárea Boyacá – Casanare

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Chivor - Aguaclara 1 115 kV / bajas tensiones en Casanare	-						Programar generación en la subárea, en especial Yopal y Villanueva	No hay proyecto definido
2	Aguaclara - Chivor 1 115 kV/ San Antonio - Suamox 1 115 kV	90						Subir generación en Paipa 4, bajar en Termoyopal	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
3	Aguaclara - Aguazul 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV	100						Subir generación en Paipa 4, bajar en Termoyopal	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
4	San Antonio - Belencito 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV	95						Subir generación en Paipa 4, bajar en Termoyopal	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
5	Sochagota - San Antonio 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	105						Subir generación en Termoyopal	No hay proyecto definido
6	Suamox - San Antonio 1 115 kV / Suamox - Belencito 1 115 kV	100						Subir generación en Termoyopal	No hay proyecto definido
7	Suamox -Belencito 1 115 kV / Suamox - San Antonio 1 115 kV	100						Subir generación en Termoyopal	No hay proyecto definido
8	Yopal - Aguazul 1 115 kV/ San Antonio - Suamox 1 115 kV	110						Subir generación en Paipa 4, bajar en Termoyopal	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
									11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
9	Sobrecarga en red completa Yopal – Yopalosa 115 kV (E; ambos sentidos)	18						Bajar generación Solar Yopalosa. Cuando no se cuenta con la generación, no se podría gestionar valores de demanda mayores a 18 MW en Paz de Ariporo, San Luis y Santa Rosalía	No hay proyecto definido
10	Sochagota - Chivor 1 230 kV / Aguacalara - Chivor 1 115 kV	345						Bajar generación Casanare (Aguazul, Aguacalara y Yopal), subir en Chivor y Guavio	No hay proyecto definido
11	Sobrecarga en red completa de San Antonio - Suamox 1 115 kV (E)	-						Bajar generación en Casanare. Se presentaría luego de resolver las restricciones asociadas a salida de otros circuitos	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
12	Sobrecarga en red completa de Aguacalara - Chivor 1 115 kV (E)	-						Bajar generación en Casanare. Se presentaría luego de resolver las restricciones asociadas a salida de otros circuitos	No hay proyecto definido
13	Sobrecarga en red completa de Aguazul - Aguacalara 1 115 kV (E)	-						Bajar generación en Yopal, subir en Aguacalara. Se presentaría luego de resolver las restricciones asociadas a salida de otros circuitos	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
14	Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Chivor 115 kV	125						Generación en Nordeste, en especial ubicadas en Casanare (Aguazul, Aguacalara y Yopal)	No hay proyecto definido
15	Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Aguazul 115 kV	135						Generación en Nordeste, en especial ubicadas en Casanare (Aguazul, Aguacalara y Yopal)	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
16	Yopal - Toquilla 115 kV / Yopal - Aguazul 115 kV	145						Bajar generación en Casanare, subir en Aguazul y Aguacalara	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Alcaraván STR (Sin promotor; FPO 2028)
17	Paipa 230/115 kV / Acople 1320 Paipa 115 kV (Paipa 115 B1S2 a Paipa 115 B1S1)	165						Subir generación en Paipa 1, 2, Yopal, Guavio, Chivor. Bajar generación en Paipa 3, 4, Tasajero. Operar con el seccionamiento abierto	No hay proyecto definido
Agotamiento capacidad cortocircuito									
18	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Paipa 115 kV							Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido
19	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Ramada 115 kV							Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido
20	Agotamiento capacidad de cortocircuito de San Antonio (Boyacá) 115 kV							Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido

Tabla 7-3. Evolución restricciones en Boyacá – Casanare

Restricciones de la subárea Norte de Santander

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Convención - Tibú 1 115 kV / alta tensión en Tibú 115 kV	-						Gestión de bancos de capacitores	Desaparece por aumento de demanda
2	Belén 230/115 kV / San Mateo - Sevilla 115 kV	150						Despachar Solar Frontera	Tonchalá 230/115 kV
3	San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén - Tonchalá 115 kV	75						Despachar Solar Frontera	Tonchalá 230/115 kV
4	San Mateo - Sevilla 115 kV / Baja tensión en Norte de Santander	-						Tasajero (unidades equivalentes para soporte de tensión)	Tonchalá 230/115 kV
5	San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén 230/115 kV	155						Despachar Solar Frontera	Tonchalá 230/115 kV
6	San Mateo 2 230/115 kV / San Mateo 1 230/115 kV	170						Despachar Solar Frontera	Tonchalá 230/115 kV
7	San Mateo 1 230/115 kV / San Mateo 2 230/115 kV	170						Despachar Solar Frontera	Tonchalá 230/115 kV
8	Belén 230/115 kV / Bajas tensión en nodos Norte de Santander	-						Tasajero (unidades equivalentes para soporte de tensión)	Tonchalá 230/115 kV
9	San Mateo - Ocaña 230 kV / baja tensión nodos Norte de Santander	-						Tasajero (unidades equivalentes para soporte de tensión)	Tonchalá 230/115 kV
10	Ocaña 4 500/230 kV / Ocaña 1 500/230 kV	420						Bajar generación en Solar Turpiales (Ocaña) y GCM. Subir generación en Nordeste	No hay proyecto definido
11	Acople 5M200 Ocaña 500 kV / Ocaña 1 500/230 kV	580						Reducir transferencia desde GCM. Subir generación en Solar Turpiales y Tasajero. Distribuir campos en la subestación	No hay proyecto definido
12	Acople 5M200 Ocaña 500 kV / Acople Ocaña 230 kV	560						Reducir transferencia desde GCM. Subir generación en Solar Turpiales y Tasajero. Distribuir campos en la subestación	No hay proyecto definido

Tabla 7-4. Evolución restricciones en Norte de Santander

Restricciones subárea Santander

#	Restricción	MW	2026	2027	2028	2029	2030	Observación	Proyecto que la elimina
1	Mesa del Sol - Piedecuesta 1 115kV / baja tensión en San Gil, Oiba	-						Según sea el despacho de unidades menores en Oiba y Suaita con alta demanda	UPME 09-2021 Cabrera 230 kV
2	Palenque – Los Palos 115 kV / Palenque – Real Minas 115 kV	145						Bajar generación en Sogamoso y Santander, subir generación en Tasajero, Boyacá, Chivor y Guavio	No hay proyecto definido
3	Agotamiento capacidad de cortocircuito de Sogamoso 220 kV	-						Según número de recursos en línea	No hay proyecto definido

Tabla 7-5. Evolución restricciones en Santander

Restricciones asociadas al agotamiento de red

Dado el agotamiento de la red, la no definición o retraso en la entrada de proyectos de expansión se identifica susceptibilidad a presentar sobrecarga en red completa en:

Equipo	MW	Observación
Transformador Belén (Cúcuta) 230/115 kV	140	La Entrada de Tonchalá 230/115 kV elimina esta condición

7.2 Requerimiento unidades para soporte de tensión

Subárea Boyacá – Casanare

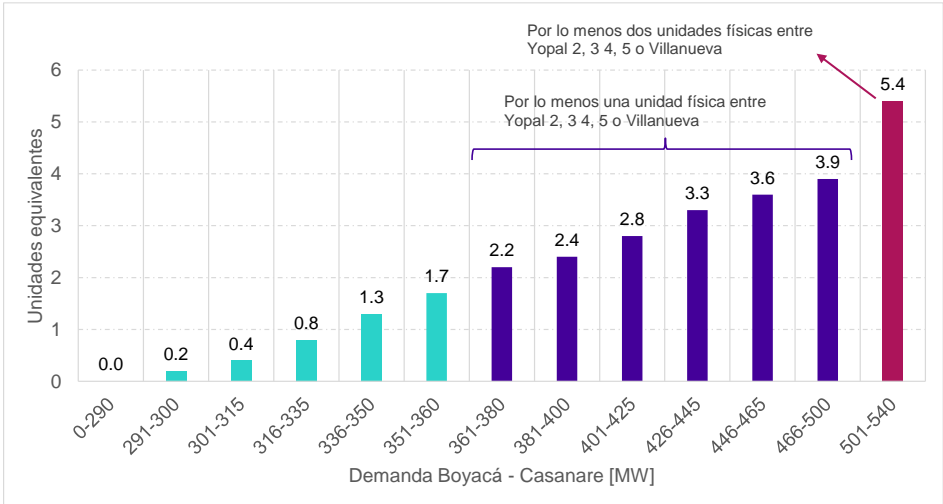


Figura 7-5. Requerimiento de unidades equivalentes en Boyacá – Casanare en el largo plazo

En la subárea Boyacá - Casanare se identifica que, para magnitud de demanda mayor a 500 MW, se presenta aumento en el requerimiento de unidades para el soporte de tensión en sus nodos, en especial de los nodos de la red del Casanare 115 kV ante contingencia del circuito Aguaclara – Chivor 115 kV; las bajas tensiones y el aumento en el flujo de potencia por el corredor Yopal – Aguazul – Aguaclara 115 kV supera el SIL de las líneas haciendo necesario mayor soporte de potencia reactiva. Para dicho rango de demanda, se hace necesario contar con el despacho de por lo menos dos unidades físicas entre Yopal 2, 3, 4, 5 o Villanueva.

Subárea Norte de Santander

Ante el crecimiento proyectado de la demanda, se prevé necesidad de programar unidades de generación en la subárea Norte de Santander para mantener condiciones seguras de tensión en nodos de la subárea, en especial Belén, Ínsula y Sevilla a 115 kV ante contingencia sencilla en particular de San Mateo – Sevilla 115 kV, Ocaña – San Mateo 230 kV y Belén 230/115 kV.

Demanda [MW]	Requerimiento mínimo unidades
>310 – 334	1 unidad de Tasajero
>335 – 354	2 unidades de Tasajero
>355	A partir de 355 MW, alcanzable en 2026, se identifica que los recursos del área son insuficientes para realizar soporte de tensión.

Nota: Paipa 4 y Sogamoso tienen impacto marginal en soporte de tensión nodos de la subárea.

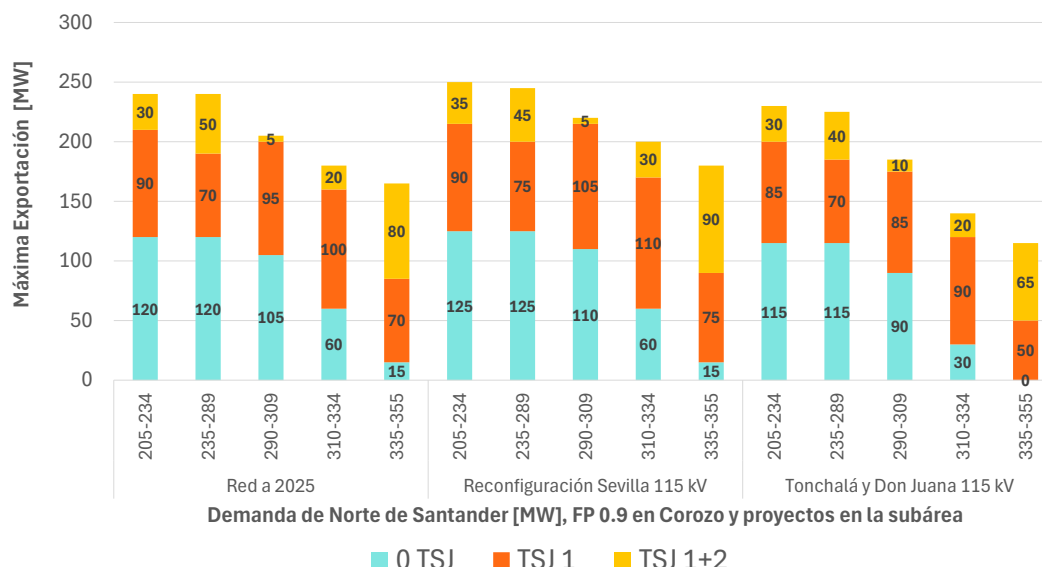
Tabla 7-6. Requerimiento unidades en Norte de Santander según demanda en la subárea

En operación los proyectos Tonchalá 230 kV y el SVC en Ínsula de 80 Mvar se elimina el requerimiento de unidades para soporte de tensión en los nodos mencionados. Sin embargo,

mientras hasta la materialización de estos proyectos se requieren evaluar acciones de mitigación que permitan mantener una operación segura en red completa o ante contingencia sencilla.

7.3 Evaluación conexión San Mateo – Corozo 220 kV

En el análisis de la conexión Corozo – San Mateo 230 kV, presentado en el informe de mediano plazo IPOEMP III 2024, se identificó que a través de dicho enlace puede atenderse carga de Corozo hasta un valor máximo de demanda en la subárea Norte de Santander de 355 MW, valor que se supera en el escenario de largo plazo a partir del año 2026 (379 MW). Sin embargo, con el objetivo de evaluar el impacto de la entrada de los proyectos: reconfiguración subestación Sevilla 115 kV (FPO: 2025), Tonchalá (FPO: 2027) y Don Juana 115 kV (FPO: 2029), se ajustó la proyección de demanda a un rango atendible. Del análisis se identifican las siguientes conclusiones (Figura 7-6):



****Para demandas superiores a 355 MW la subárea se considera en emergencia y puede ser necesaria la programación de DNA, la exportación en estos rangos de demanda estará condicionada a que se pueda atender la demanda Norte de Santander.**

Figura 7-6. Estimación de carga San Mateo – Corozo, escenarios Demanda, Generación y proyectos de transmisión en la subárea

- Reconfiguración de la subestación Sevilla 115 kV. Reduce la criticidad de la restricción por baja tensión ante la salida del transformador Cúcuta 230/115 kV lo que permite tener un aumento entre 15 y 20 MW en la demanda atendible de Corozo respecto del escenario con red a 2025 para los umbrales más altos de demanda de Norte de Santander.
- Proyectos Tonchalá y Don Juana 115 kV. Con el traslado de carga contemplado de la subestación San Mateo hacia Don Juana aumenta el impacto de restricciones asociadas a baja tensión ante contingencia del circuito Sevilla – San Mateo 115 kV. Lo que reduce la capacidad de atender demanda de Corozo entre 40 y 50 MW respecto del escenario con red a 2025.
- En general, en los escenarios con despachos de las dos unidades de Tasajero se presenta la restricción Tasajero-Cúcuta 220 kV /Tasajero – San Mateo 220 kV en la que sería necesario limitar el despacho de estas unidades a sus valores mínimos.

Sensibilidad ante la entrada de los proyectos PTR13266 SVC Ínsula 115 kV 80 Mvar y PTR13500 Tonchalá 230 kV

Con la entrada del SVC en Ínsula y la subestación Tonchalá 230 kV, se observa aumento en las cantidades de demanda que se pueden atender en la subestación Corozo 230 kV. La Figura 7-7, muestra dicho aumento para un caso donde no se despacha generación de Tasajero y ante diferentes valores de demanda. Es importante resaltar:

- Teniendo en cuenta que, la entrada de los proyectos Tonchalá 230 kV y SVC Ínsula 115 kV elimina el requerimiento de unidades para soporte de tensión, es posible atender demanda de Corozo a valores de demanda por encima de 355 MW en la subárea, pudiendo atender hasta 65 MW de Corozo en el umbral de 355 MW de demanda en Norte de Santander sin despacho de unidades de Tasajero.
- La contingencia crítica para atender la demanda de Corozo es Ocaña – San Mateo 230 kV, siendo la tensión en Corozo 230 kV la mayor limitante para aumentar los umbrales de atención de demanda.
- Se continuaría presentando la restricción Tasajero-Cúcuta 220 kV /Tasajero – San Mateo 220 kV; la entrada de los proyectos no produce cambios significativos en la reducción de la transferencia por los circuitos asociados a la restricción, por lo que la señal de limitar el despacho de las unidades de Tasajero persistiría.

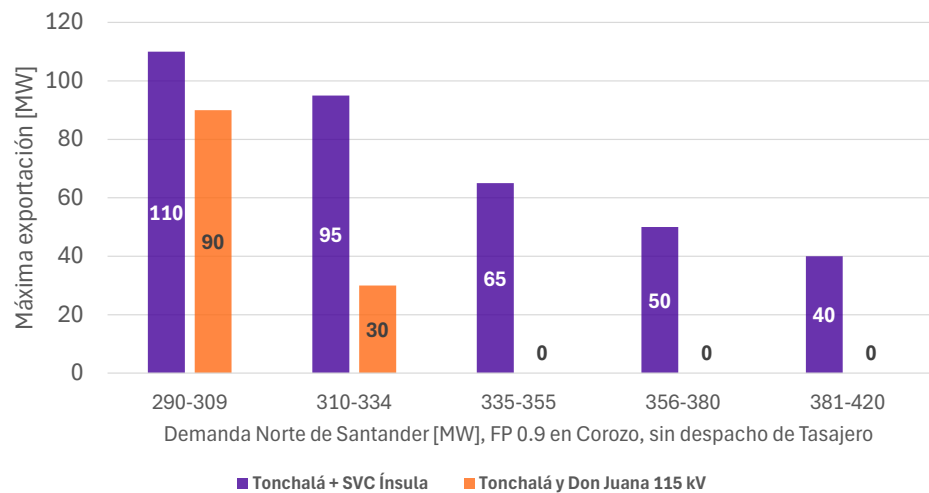


Figura 7-7. Estimación de carga San – Mateo Corozo, escenarios de demanda y sensibilidad de la entrada de Tonchalá 230 kV y SVC Ínsula 80 Mvar

7.4 Impacto proyectos de transmisión área Nordeste

7.4.1 Impacto proyectos de transmisión subárea Arauca

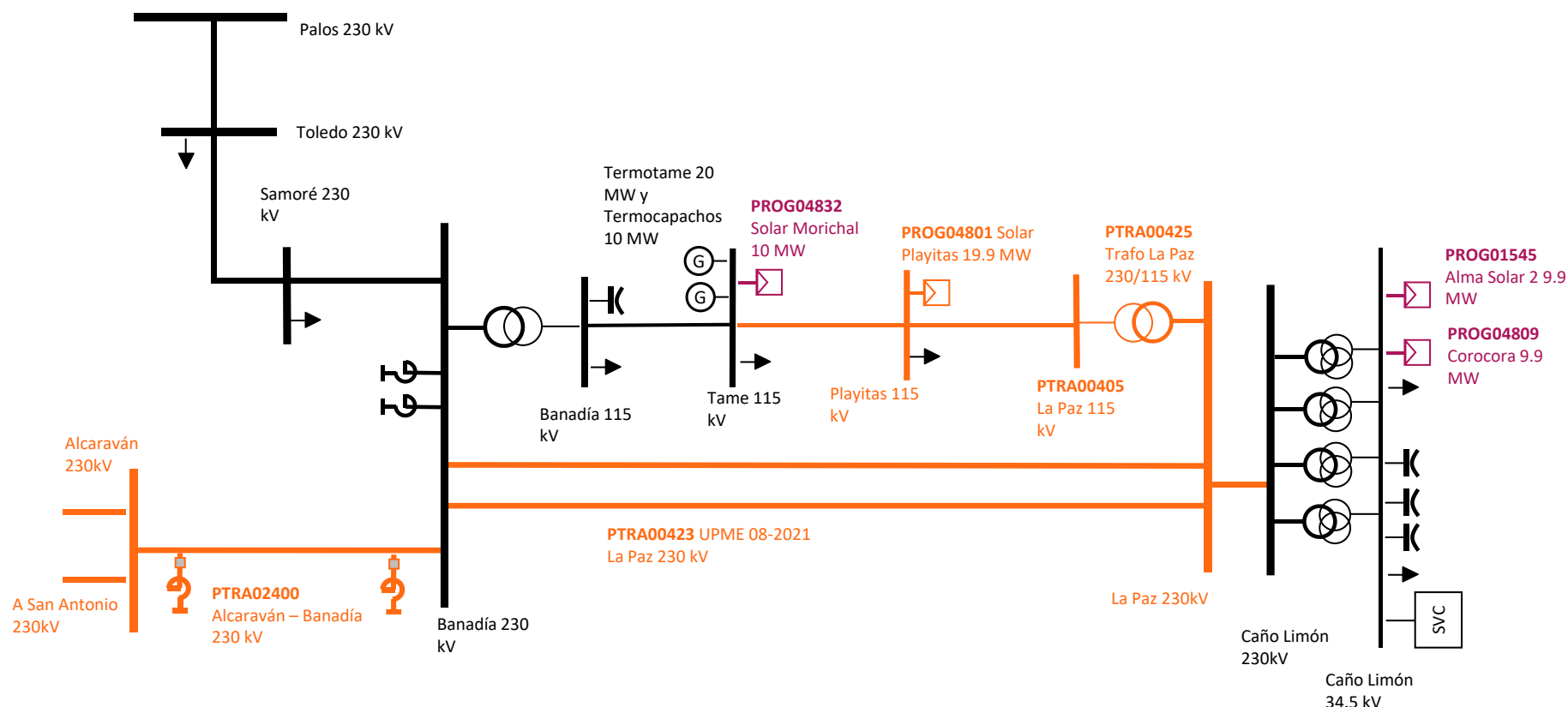


Figura 7-8. Proyectos subárea Arauca

7.4.1.1 PTR00423 UPME 08-2021 La Paz 230 kV y PTR00405 Playitas 115 kV y líneas Tame – Playitas 115 kV y La Paz – Playitas 115 kV

Promotor: STN: UPME (convocatoria desierta); STR: ENELAR

Descripción: STN: subestación a 230 kV, seccionamiento de Banadía – Limón 230 kV para el nuevo corredor Banadía – La Paz – Caño Limón 230 kV; nuevos circuito Banadía – Caño Limón 230 kV y Alcaraván – Banadía 230 kV (con reactores de línea de 25 Mvar). STR: nueva subestación Playitas 115 kV y corredor La Paz – Playitas – Tame a 115 kV. Transformador Playitas 50 MVA 115/34.5 kV y transformador La Paz 50 MVA 230/115 kV

FPO: STN: 30/06/2028 (convocatoria desierta); STR: 31/12/2027

Impacto: Elimina la condición radial de Tame y Banadía 115 kV aumentando la confiabilidad en la atención de demanda de Arauca. Sin embargo, como se ha mencionado desde el IPOELP II 2022, la entrada en operación de estos proyectos introduce las siguientes restricciones:

- Caño Limón - La Paz 230 kV / Alta tensión en subestaciones de Arauca.
- Palos - Toledo 230 kV o Toledo Samoré 230 kV o Samoré – Banadía 230 kV / Baja tensión en nodos de la subárea Arauca.

Existen rangos de demanda para los cuales no se pueden cubrir de manera simultánea ambas restricciones. Dependiendo del estado operativo de los reactores de la línea Alcaraván – Banadía 230 kV, estos rangos pueden cambiar. La Figura 7-9 muestra los rangos de demanda en los que se pueden cubrir ambas restricciones dependiendo de estados operativos de los reactores de línea y, se comparan con el mismo escenario incluyendo un equipo dinámico de entrega y absorción de reactivos de +- 50 Mvar en Banadía 230 kV. Los escenarios fueron los siguientes:

- Escenario 1. Reactores de línea fuera de servicio
- Escenario 2. Reactor de línea en servicio en el extremo de Alcaraván.
- Escenario 3. Ambos reactores de línea en servicio

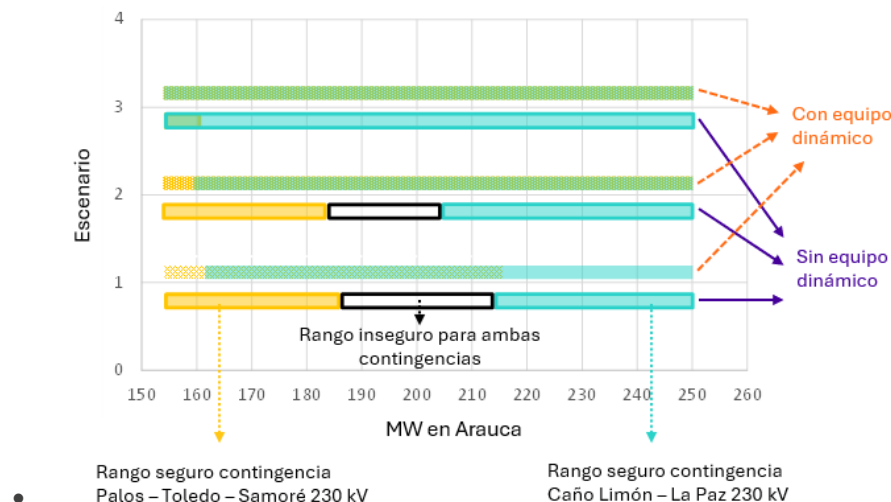


Figura 7-9. Rangos seguros de atención de demanda en Arauca ante contingencias con la entrada en operación del proyecto UPME 08-2021 La Paz 230 kV

Las franjas azules muestran el rango de demanda seguro para dar control a la restricción por la contingencia de Caño Limón – La Paz 230 kV, las franjas amarillas el rango de demanda seguro para dar control a la restricción por falla del corredor Palos – Toledo – Samoré 230 kV, el traslape de las franjas el rango de demanda en el que se podría controlar las restricciones de manera simultánea y, la franja delineada en negro un rango de demanda donde no se puede dar control a ninguna de las dos restricciones indicadas. se observa que:

- Sin equipo dinámico, el único escenario donde se podría dar control a ambas restricciones es el 3, con ambos reactores de línea en servicio, entre una franja de alrededor de 150 y 160 MW de demanda en la subárea.
- Si se ubica el equipo dinámico, los rangos de demanda atendible aumentan en todos los escenarios siendo el 3 en donde la franja es mucho mayor.
- Si se incluye un circuito adicional entre Caño Limón – La Paz 230 kV, no habría que gestionar la contingencia por altas tensiones. Para gestionar la contingencia de bajas tensiones sería necesario apoyarse de la desconexión de reactores de línea pudiendo atender demandas de alrededor de 180 MW en la subárea

Se recomienda a la UPME considerar la inclusión de un circuito adicional entre Caño Limón – La Paz 230 kV y, revisar en escenarios de demanda de más largo plazo la gestión de la contingencia de bajas tensiones.

[illegible]

Todos los **derechos reservados** para XM S.A E.S.P.

7.4.2.1 PTR03361 UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y Subestación Alcaraván 115 kV

Promotor: STN: TRANSMISORA DE ENERGIA DE LOS LLANOS SAS ESP; STR: ENERCA

Descripción: STN: Nueva subestación Alcaraván 230 kV en configuración interruptor y medio, y circuitos Alcaraván – San Antonio 1 y 2 230 kV cada uno con longitud aproximada de 130 km. STR: Dos bancos de autotransformadores 230/115/34.5 kV – 180 MVA. Reconfiguración de Aguazul – Yopal 115 kV en Aguazul – Alcaraván – Yopal 115 kV. Segundo circuito Aguazul – Alcaraván – Yopal 115 kV.

FPO: STN: 31/07/2027. STR: 31/07/2027

Impacto: Mejora el soporte de tensión del área permitiendo reducir en la subárea Boyacá – Casanare el requerimiento de unidades para soporte de tensión hasta en cuatro. Además, elimina las restricciones:

- San Antonio - Belencito 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV.
- Yopal - Aguazul 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV.
- Aguacalara - Chivor 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV.
- Aguazul - Aguacalara 1 115 kV / San Antonio - Suamox 1 115 kV.
- Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Aguazul 115 kV.
- Yopal - Toquilla 115 kV / Yopal - Aguazul 115 kV.
- Sobrecarga en red completa de Aguazul - Aguacalara 1 115 kV
- Sobrecarga en red completa de San Antonio - Suamox 1 115 kV

Habilitan la conexión de 300 MW en recursos de generación que están supeditados a estos proyectos.

Proyecto	Tipo	CEN [MW]	FPO	Punto de Conexión	Proyecto que supedita
Aguacalara	Solar	80	30/09/2027	Aguacalara 115 kV	Alcaraván 230 kV y Alcaraván 115 kV
El Gabán 1	Solar	100	31/12/2028	Alcaraván 230 kV	La Paz 230 kV, Alcaraván 230 kV y 115 kV
El Gabán 2	Solar	120	31/12/2028	Alcaraván 230 kV	

Tabla 7-7 Proyectos de generación supeditados en Boyacá – Casanare

El aumento de generación en la subárea genera mayores escenarios en los que se presenta alta transferencia de potencia desde la subárea Boyacá – Casanare hacia Bogotá por el corredor Alcaraván – Aguazul – Aguacalara – Chivor 115 kV, causando como resultado activación de las siguientes restricciones:

- Sochagota - Chivor 1 230 kV / Aguacalara - Chivor 1 115 kV
- Yopal - Toquilla 115 kV / Aguacalara - Chivor 115 kV
- Sobrecarga en red completa Aguacalara – Chivor 115 kV.
- Alcaraván - Banadía 1 230 kV / Aguacalara – Chivor 115 kV.

Se recomienda a la UPME revisar la pertinencia de aumentar la capacidad de corriente de los circuitos Aguacalara – Chivor 115 kV y, del circuito Aguacalara – Aguazul 115 kV por encima de 800 A.

7.4.3 Impacto proyectos de transmisión subárea Norte de Santander

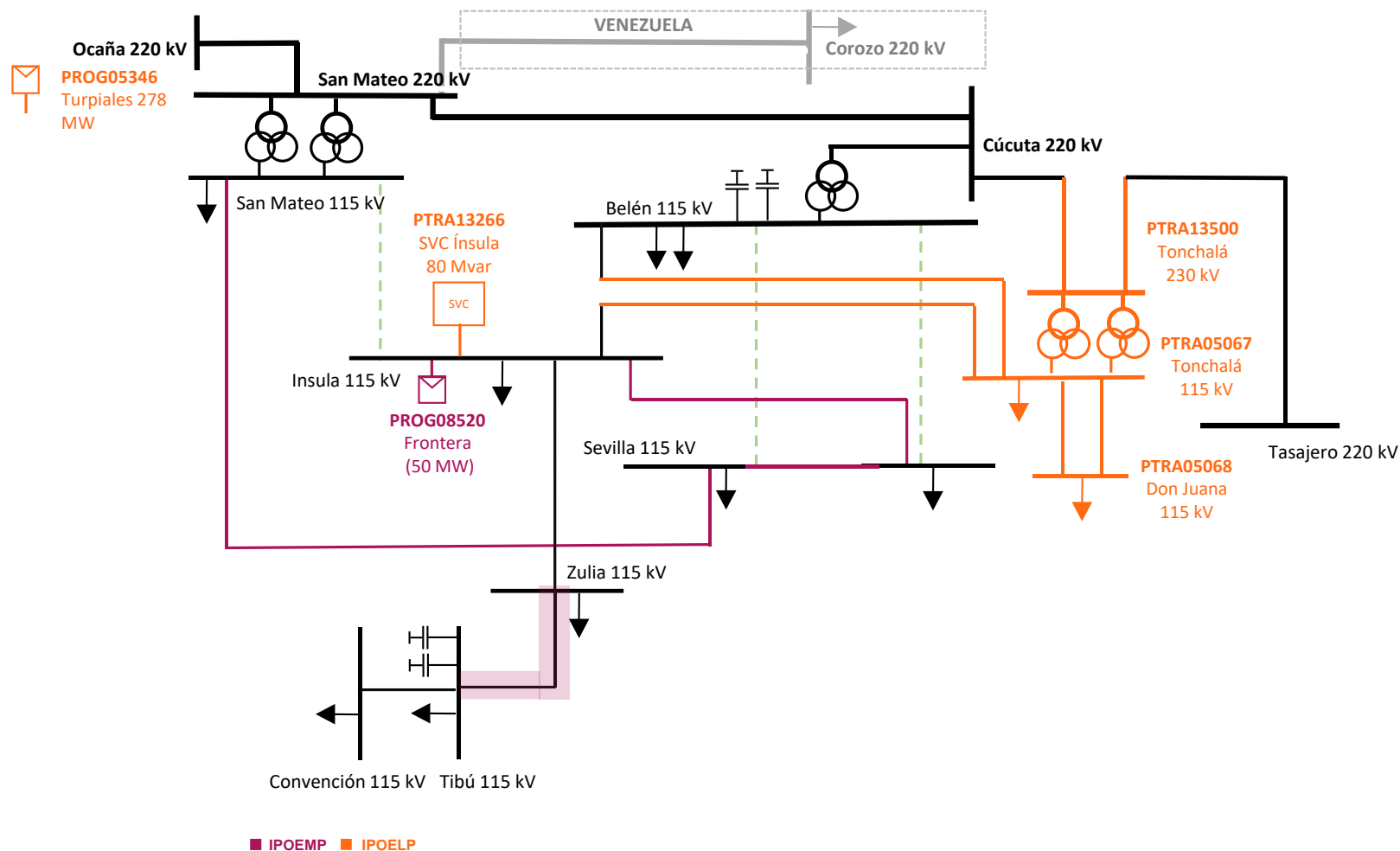


Figura 7-11. Proyectos de la subárea Norte de Santander

7.4.3.1 PTR00210 Repotenciación de la línea Convención – Tibú

Promotor: CENS

Descripción: Aumento de la capacidad del circuito a 670 A.

FPO: 15/12/2026

Impacto: Aumenta la confiabilidad en la atención de la demanda en la zona, en especial en la subestación Tibú.

7.4.3.2 PTR05067 Tonchalá 115 kV y PTR05068 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 aproximadamente 5 km.

Se tiene previsto por parte de por CENS los siguientes traslados de carga. Esta demanda ha sido proyectada para los análisis en los años siguientes:

Carga	Porcentajes de traslado
Tonchalá	15% demanda Belén 115 kV
	20% demanda Ínsula 115 kV
Don Juana	12% demanda Belén 115 kV
	11% demanda San Mateo 115 kV

Tabla 7-8. Traslados de carga y demanda prevista en Tonchalá y Don Juana

FPO: Tonchalá: 30/11/2027; Don Juana: 30/06/2029

Impacto: Con los traslados de carga realizados en especial de San Mateo hacia Don Juana 115 kV, se identifica que se hace mayor el impacto en tensión en nodos de la subárea ante contingencias como San Mateo – Sevilla 115 kV y Belén 230/115 kV, e igualmente aumenta la criticidad de las restricciones:

- Belén 230/115 kV / San Mateo - Sevilla 115 kV
- San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén 230/115 kV
- San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén - Tonchalá 115 kV

Estas restricciones se eliminan con la entrada del proyecto Tonchalá 230 kV y 115 kV.

Se recomienda a CENS revisar la posibilidad de reformular los traslados para reducir el impacto en las restricciones mencionadas.

7.4.3.3 PTR13266 SVC de 80 Mvar en la subestación Ínsula 115 kV

Promotor: CENS

Descripción: Dispositivo SVC de 80 Mvar a conectarse en la subestación Ínsula 115 kV. Obra declarada como urgente por la UPME en el primer paquete de obras. Resolución UPME 727 de 2024.

Para la evaluación del impacto de este proyecto, se usó el modelo genérico de SVC en Power Factory, y se simuló en modo control tensión y ajuste a 1.0 p.u.

FPO: 31/12/2028

Impacto: En operación el SVC de Ínsula 115 kV permite a la subárea mantener perfiles de tensión dentro de rangos seguros y regulatorios tanto en red completa como ante contingencia sencilla, permitiendo aumentar la demanda a conectarse en la subárea Norte de Santander de forma segura.

Se realizó un análisis para estimar el aumento de demanda atendible con el SVC junto escenarios de despacho de las unidades de Tasajero (Figura 7-12). Ante los supuestos de demanda y proyectos considerados se encontró lo siguiente:

- **Escenario sin generación de Tasajero (línea morada):** para un valor de demanda en Norte de Santander cercano a 405 MW se alcanza saturación del SVC, a demanda mayor se observa colapso de tensión. En este escenario se podría atender de manera segura en la subárea alrededor de 395 MW.
- **Escenario SVC con el despacho de una unidad de Tasajero (línea naranja):** a demandas de alrededor de 435 MW en Norte de Santander se alcanza saturación del SVC; a demandas mayores se observa colapso de tensión. En este escenario se podría atender de manera segura en la subárea alrededor de 425 MW.
- **Escenario SVC con el despacho de dos unidades de Tasajero (línea verde):** a demandas de alrededor de 467 MW en Norte de Santander se alcanza saturación del SVC; a demandas mayores se observa colapso de tensión. En este escenario se podría atender de manera segura en la subárea alrededor de 460 MW.

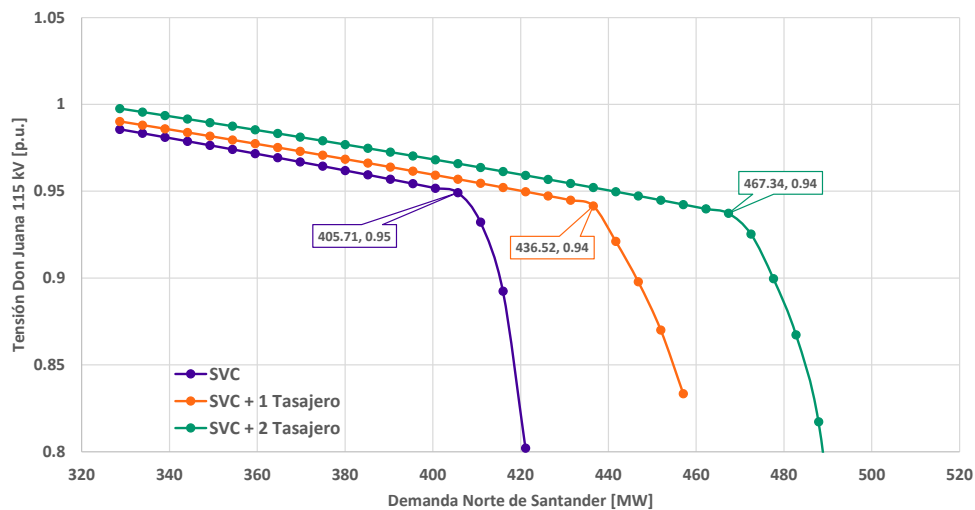


Figura 7-12. Respuesta de tensión en Don Juana 115 kV ante contingencia de Belén 230/115 kV y a diferente demanda en Norte de Santander y unidades de generación en Tasajero.

7.4.3.4 PTR13500 Tonchalá 230 kV

Promotor: STR: CENS; STN: UPME (sin promotor)

Descripción: Subestación Tonchalá 230 kV en configuración interruptor y medio, conectada al STN mediante la apertura de la línea Tasajero – Cúcuta 230 kV, con dos bahías de transformador y dos bahías de línea. Declarada obra urgente en el documento “Primer Paquete de obras urgentes – 2024”.

FPO: 31/12/2028

Impacto: la transformación Tonchalá 230/115 kV brinda, nueva inyección de potencia activa, soporte de potencia reactiva y control tensión al STR de subárea Norte de Santander, permitiendo así eliminar restricciones eléctricas y operativas de la red, el detalle del impacto se presenta a continuación:

Soporte de tensión. Se evaluó, para diferentes escenarios de demanda en la subárea Norte de Santander y de generación en Tasajero, la respuesta de tensión en nodos de la subárea ante contingencia sencilla (Figura 7-13), los resultados se presentan a continuación:

- **Escenario sin generación de Tasajero (línea morada):** hasta un valor de demanda de la subárea alrededor de 350 MW, es posible mantener condición segura de tensión en nodos de la

subárea. A demanda alrededor de 360 MW se alcanza el punto seguro de tensión de operación en Sevilla 115 kV.

- **Escenario con el despacho de una unidad de Tasajero (línea naranja):** se podría atender de manera segura alrededor de 430 MW de demanda en la subárea. A demanda alrededor de 460 MW se alcanza el punto seguro de tensión de operación en Sevilla 115 kV.
- **Escenario con el despacho de dos unidades de Tasajero (línea verde):** se podría atender de manera segura alrededor de 460 MW de demanda en la subárea. A demanda alrededor de 467 MW se alcanza el punto seguro de tensión de operación en Sevilla 115 kV.

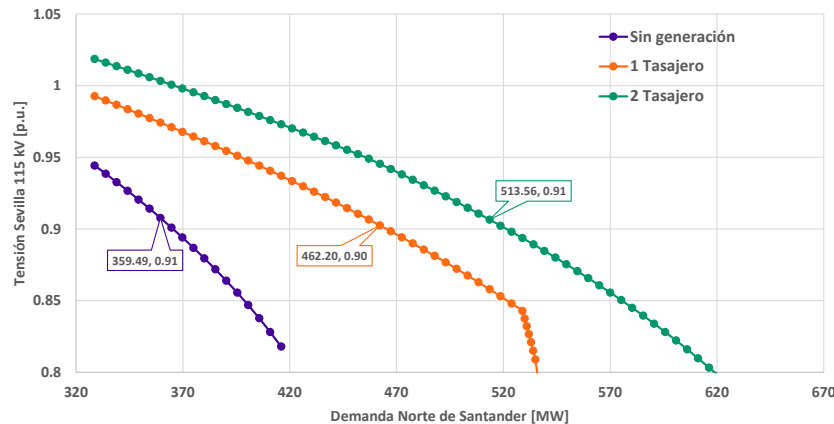


Figura 7-13. Respuesta de tensión en Sevilla 115 kV ante contingencia crítica y diferentes escenarios de demanda y de generación en unidades de Tasajero

- Se eliminan las siguientes restricciones por sobrecarga ante contingencia.
 - ✓ Belén 230/115 kV / San Mateo - Sevilla 115 kV
 - ✓ San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén - Tonchalá 115 kV
 - ✓ San Mateo - Sevilla 115 kV / Belén 230/115 kV
 - ✓ San Mateo 2 230/115 kV / San Mateo 1 230/115 kV
 - ✓ San Mateo 1 230/115 kV / San Mateo 2 230/115 kV
 - ✓ Tasajero - Cúcuta 230 kV / Tasajero - San Mateo 230 kV
- En la Figura 7-14 se muestran los resultados al considerar en operación los proyectos SVC de Ínsula y Tonchalá 230/115 kV. En los que se identifica como rango de demanda segura a atender varían, según el número de unidades despachadas en Tasajero, entre 420 MW y 590 MW.

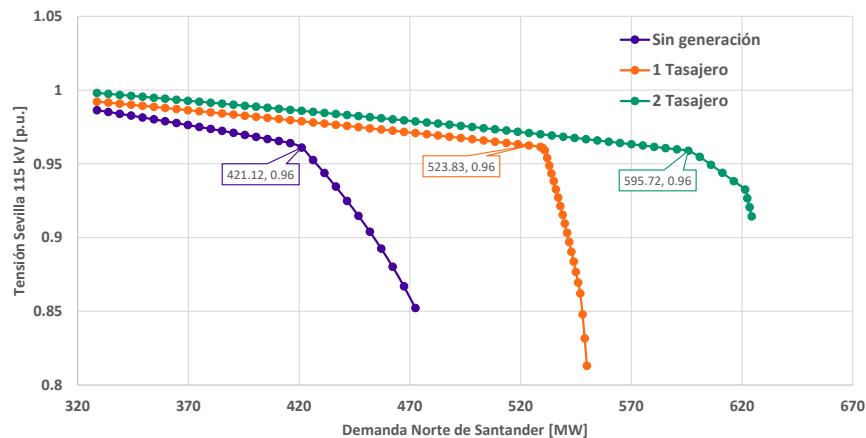


Figura 7-14. Respuesta de tensión en Sevilla 115 kV ante contingencias crítica y diferentes escenarios de demanda y de generación en Tasajero – SVC Ínsula y Tonchalá en servicio.

7.4.4 Impacto proyectos de transmisión subárea Santander

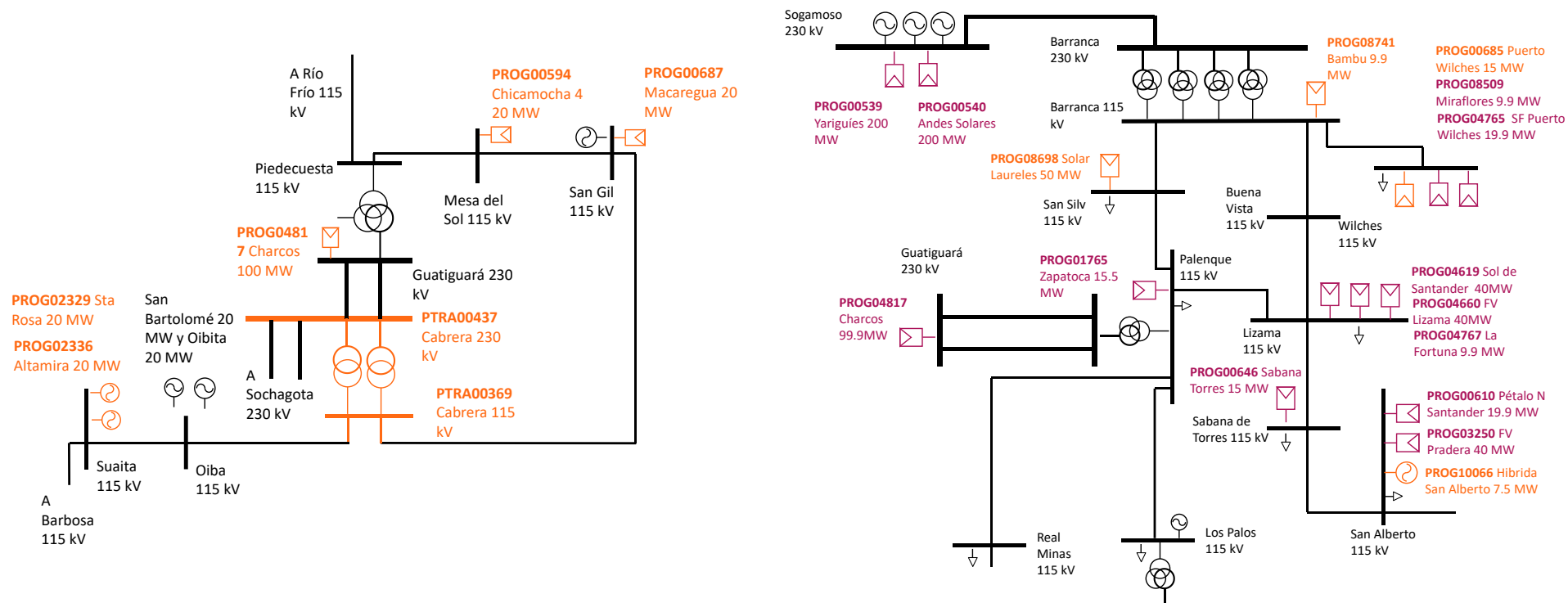


Figura 7-15. Proyectos subárea Santander

7.4.4.1 PTR00924 - UPME 04-2019 LT La Loma - Sogamoso 500 kV

Promotor: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Fecha de entrada: 18/04/2026

Descripción: Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV compensado en sus dos extremos con reactores de línea de 141 Mvar.

Impacto: Este circuito establece un nuevo enlace de intercambio de potencia entre el área Nordeste y el resto del SIN, con especial conexión al área Caribe. Para el área Caribe, este circuito representa un nuevo enlace de importación y exportación de potencia, permitiendo aumentar su capacidad de exportación en 200 MW (ver sección 3.1). Este proyecto aproxima eléctricamente las áreas Nordeste y Caribe, facilitando que los circuitos Ocaña - La Loma 500 kV y La Loma - Sogamoso 500 kV facilite las condiciones de sincronismo al cierre, ya sea por maniobra o por acción de recierre. La conexión de este circuito generará un aumento en las tensiones de los nodos del área Nordeste y Caribe, en especial para los nodos de la red 500 kV.

7.4.4.2 PTR00437 - UPME 09-2021 subestación Trinitaria 230 kV (antes Cabrera y PTR00369 Cabrera (Nueva Granada) 115 kV

Promotor: STN: Pendiente de asignación; **STR:** ESSA

Descripción: **STN:** Nueva subestación a 230 kV que secciona el circuito Guatiguará – Sochagota 115 kV. **STR:** Seccionamiento y reconfiguración del circuito Oiba – San Gil 1 115 kV en Cabrera – Oiba 115 kV y Cabrera – San Gil 115 kV; dos transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno

FPO: **STN:** Pendiente de asignación. **STR:** 31/05/2027

Impacto: Elimina la activación de la restricción por baja tensión en los nodos de San Gil, Oiba 115 kV ante salida del circuito Mesa del Sol – Piedecuesta 115 kV.

Habilita la conexión de aproximadamente 100 MW de generación que supeditada a su entrada en operación. Sin embargo, se resalta que con la entrada de dicha generación se puede activar la restricción por sobrecarga en red completa del circuito Mesa del Sol – Piedecuesta 115 kV. Se recomienda revisar como alternativa la repotenciación del circuito.

Proyecto	Tipo	CEN [MW]	FPO	Punto de Conexión
Proyecto Solar Laureles	Solar	50	31/12/2026	San Silvestre 115 kV
Celsia Solar Chicamocha 4	Solar	19.9	30/06/2027	Mesa del Sol 115 kV
Sol de Cimitarra	Solar	9.9	31/12/2027	Cimitarra 34.5 kV
PCH Santa Rosa	Hidráulico	19.9	31/12/2027	Barbosa 115 kV

Tabla 7-9 Proyectos de generación supeditados por Trinitaria 230 kV

7.5 Impacto proyectos de generación área Nordeste

7.5.1 Impacto proyectos de generación subárea Boyacá – Casanare

7.5.1.1 PROG02741 Solar Mata Redonda 25 MW

Promotor: Parque Solar Matarredonda S.A.S. E.S.P.

Descripción: planta de generación solar de 25 MW a conectarse en Bavaria 115 kV

FPO: 31/12/2026

Impacto: tendría una participación de 0.3 unidades equivalentes para soporte de tensión en la subárea Boyacá – Casanare. Tiene impacto en las restricciones asociadas a la transferencia desde

Suamox hacia San Antonio 115 kV, donde el aumento en su despacho aumenta la transferencia por los circuitos asociados a dichas restricciones.

7.5.1.2 PROG01999 Solar Aguaclara 80 MW

Promotor: AC RENOVABLES SOL 1 S.A.S E.S.P.

Descripción: planta de generación solar de 80 MW a conectarse en la subestación Aguaclara 115 kV. Supeditada a la entrada en operación de los proyectos UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV

FPO: 31/09/2027

Impacto: La conexión en Aguaclara contribuye a mantener mejores perfiles de tensión en la subestación la cual es un punto crítico en la necesidad de unidades equivalentes de la subárea. El aumento en su despacho de generación contribuye con alta participación a la aparición de la restricción de sobrecarga en red completa del circuito Aguaclara – Chivor 115 kV.

7.5.1.3 PROG08374 Solar Yopalosa 65 MW

Promotor: PA RENOVABLES SOL 1 S.A.S E.S.P.

Descripción: planta de generación solar de 65 MW a conectarse en Yopalosa 115 kV

FPO: 31/12/2027

Impacto: en operación este recurso, se presenta sobrecarga del circuito Yopal – Yopalosa 115 kV debido a que este circuito tiene una capacidad de transferencia de alrededor de 18 MW. Se recomienda a la UPME y a ENERCA identificar proyectos que eliminen esta restricción o evaluar el aumento de capacidad del circuito Yopal – Yopalosa 115 kV para evitar limitaciones en el despacho de la planta.

7.5.1.4 PROG08644 Solar Higuera 40 MW

Promotor: DS COLOMBIA 9 S.A.S.

Descripción: planta de generación solar de 40 MW a conectarse en la Duitama 115 kV

FPO: 31/12/2027

Impacto: tendría una participación de 0.2 unidades equivalentes para soporte de tensión en la subárea Boyacá – Casanare. Tiene impacto en las restricciones asociadas a la transferencia desde Suamox hacia San Antonio 115 kV, donde el aumento en su despacho aumenta la transferencia por los circuitos asociados a dichas restricciones.

7.5.1.5 PROG08406 - PROG01995 Solar El Gabán I y El Gaban 2

Promotor: ABO WIND RENOVABLES PROYECTO DOS SAS ESP.

Descripción: plantas de generación solar de 100 MW y 120 MW a conectarse en Alcaraván 230 kV. Supeditadas a la entrada en operación de Alcaraván 230 kV y Alcaraván 115 kV

FPO: 31/12/2018

Impacto: El hecho de que esta generación esté en el punto de conexión de carga o cerca a este, implica que al tenerla se cuente con un mejor perfil de tensión en el área.

7.5.2 Impacto proyectos de generación subárea Norte de Santander

7.5.2.1 PROG05346 Parque Solar Fotovoltaico Turpiales 279 MW

Promotor: FOTOVOLTAICO TURPIALES S.A.S.

Descripción: planta de generación solar de 279 MW a conectarse en Ocaña 500 kV.

FPO: 31/12/2026

Impacto: Contribuye a mantener perfiles de tensión en Ocaña. Su despacho permite control del intercambio de potencia entre las áreas Caribe y Nordeste. Participa en el control de la restricción Ocaña 4 500/230 kV / Ocaña 1 500/230 kV con mayor sensibilidad; bajar el despacho de la planta reduce la transferencia a través de los transformadores.

7.5.3 Impacto proyectos de generación subárea Santander

7.5.3.1 PROG08698 Solar Laureles 50 MW

Promotor: LUMINORA SOLAR POWER COLOMBIA DOCE S.A.S

Descripción: planta de generación solar de 50 MW a conectarse en San Silvestre 115 kV.

FPO: 31/12/2026

Impacto: El hecho de que esta generación esté en el punto de conexión de carga o cerca a este, implica que al tenerla se cuente con un mejor perfil de tensión en el área. Esta generación tiene impacto en la restricción Palenque – Los Palos 115 kV / Palenque – Real Minas 115 kV, donde el aumento de su generación aumenta el flujo de potencia por los circuitos asociados a la restricción.

7.5.4 Plantas menores a 20 MW

En la Tabla 7-10 se muestran los proyectos menores a 20 MW previstos a conectarse en Nordeste.

Proyecto	Tipo	CEN [MW]	FPO	Punto de Conexión	Subárea
Parque de Generación fotovoltaico Playitas	Solar	10.9	30/09/2028	Playitas 34.5 kV	Arauca
Pequeña Central Hidroeléctrica Colibrí	Hidráulico	13.7	31/12/2026	Santuario 1 44 kV	Boyacá-Casanare
SUMMA IV	Solar	9.9	31/12/2026	Boavita 34.5 kV	
Aguazul	Solar	17.0	31/12/2027	Aguazul 115 kV	
Parque Solar Yopal	Solar	19.9	31/12/2028	Morichal 34.5 kV	
Puerto Wilches	Solar	15	31/12/2026	Puerto Wilches 34.5 kV	
Solar Bambú	Solar	9.9	31/12/2026	Barranca 34.5 kV	Santander
Planta Híbrida San Alberto	Hidráulico	7.5	31/12/2026	San Alberto 13.8 kV	
Central Fotovoltaica Macaregua	Solar	19.9	31/03/2027	San Gil 34.5 kV	
Celsia Solar Chicamocha 4	Solar	19.9	30/06/2027	Mesa del Sol 115 kV	
Santa Rosa	Hidráulico	20	30/11/2027	Suaita 115 kV	
Sol de Cimitarra	Solar	9.9	31/12/2027	Cimitarra 34.5 kV	
PCH Santa Rosa	Hidráulico	19.9	31/12/2027	Barbosa 115 kV	
Altamira	Hidráulico	20	30/04/2028	Suaita 115 kV	
PCH Planada	Hidráulico	19.9	31/12/2032	Barbosa 115 kV	

Tabla 7-10. Plantas menores a 20 MW en Nordeste.

- En general, el hecho de que esta generación esté en el punto de conexión de carga o cerca a este, implica que al tenerla se cuente con un mejor perfil de tensión en el área.
- Las plantas SUMMA IV, solar Yopal participan en el aumento de generación en Casanare aumentando la cargabilidad por la línea San Antonio – Suamox 1 115 kV, contribuyendo a la activación de las restricciones sensibles a la generación de recursos del Casanare.
- El aumento de generación en Santander (a excepción de la ubicada en Suaita, Barbosa y Mesa del Sol) promueve a que se active la restricción Palenque – Los Palos 115 kV / Palenque – Real Minas 115 kV

7.6 Recomendaciones

- A la UPME, adelantar las gestiones necesarias para garantizar la entrada oportuna de obras de impacto para el área, como Tonchalá 230 kV, SVC Insula 80 Mvar, Alcaraván 230/115 kV, La Paz 230 kV, las cuales permitirán reducir la dependencia de despachar unidades equivalentes para soporte de tensión, así como la reducción en restricciones eléctricas y operativas.
- A la UPME, revisar la incorporación de un circuito adicional Caño Limón – La Paz 230 kV dentro de la definición de la convocatoria UPME 08-2021 y, de esa forma, eliminar la restricción de altas tensiones ante la pérdida de generación.
- A la UPME, teniendo en cuenta las restricciones asociadas a alta exportación en el área Caribe que producen sobre cargas ante contingencia en los transformadores de Ocaña 500/230 kV y acople de Ocaña 230 kV, evaluar la incorporación de un transformador adicional Ocaña 500/230 kV para evitar realizar balances de generación entre GCM y Nordeste.
- Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda en Norte de Santander y la dependencia de las unidades de Tasajero para brindar soporte de tensión, a CENS, monitorear la evolución de la demanda e informar sobre crecimientos de esta por encima de lo esperado y, revisar la suficiencia de los esquemas suplementarios instalados en la subárea. Adicionalmente, se sugiere que se evalúe la pertinencia de realizar los traslados de carga contemplados con la entrada en operación de los proyectos Tonchalá y Don Juana 115 kV, ya que se identifica aumentos en criticidad ante contingencia sencilla de restricciones operativas por sobrecarga y baja tensión.
- A EBSA, revisa la repotenciación del circuito San Antonio – Suamox 115 kV y Belencito – Suamox 115 kV dado que se mantienen restricciones asociadas a alta transferencia desde Suamox hacia San Antonio.
- A ENERCA, revisar la repotenciación de las siguientes líneas:
 - Yopal – Yopalosa 115 kV, debido a sobrecargas en red completa derivadas de la entrada de proyectos de generación.
 - Aguaclara – Chivor 115 kV, debido a sobrecargas ante contingencia en escenarios de alta transferencia desde Boyacá – Casanare hacia Bogotá.
 - A ESSA, revisar alternativas para la gestión de la restricción Palenque – Los Palos 115 kV / Palenque – Real Minas 115 kV ya sea repotenciaciones o nuevos circuitos.