

Memoria de reunión área Oriental

Fecha: 14/03/2025

Participantes:

- CNO.
- CND-XM.
- ENEL.
- ISA-INTERCOLOMBIA.
- ALUPAR
- ECOPETROL.
- EMSA
- SSPD.
- UPME.
- ENLAZA-GEB.
- AES.

1. Reporte operativo área Oriental-CND

- El CND presentó la actual situación del área Oriental, destacando la importancia de los proyectos de expansión para garantizar una operación segura y confiable en esta fracción del Sistema.
- Adicionalmente, se socializó el listado de restricciones en estado de alerta y emergencia para el mediano y largo plazo. Es importante mencionar que se identifican (8) ocho “cortes” que sólo serían gestionables a través de la demanda.
- La demanda máxima de potencia esperada para los años 2025 y 2026 es de 3150 y 3577 MW, lo cual ante los mantenimientos de Guavio, Chivor y Pagua implica una probabilidad de no contar con las unidades equivalentes del 55,3 y 3 %, respectivamente, lo anterior para el año 2025. Nuevamente se reitera que los riesgos de desatención de demanda para el área, contemplando total disponibilidad de activos de generación y transmisión, se activan a partir de una demanda superior a 3500 MW.
- Según la información del CND, se está limitando la conexión de 360 MW por los atrasos de los proyectos en el norte de la sabana de Bogotá.
- La demanda máxima atendible en el norte de la sabana de Bogotá depende de la disponibilidad de las unidades de Termozipa. El consumo esperado en esta zona es de 385 MW para el año 2025, lo cual implicaría la programación de una unidad física.

- El CND sugirió la instalación de dispositivos SAEB en el norte de la sabana de Bogotá como medidas de mitigación. Al margen de lo anterior, se recalcó por parte del Consejo que a la fecha no existe un marco normativo para esta clase de tecnologías.

Área Oriental

Situación actual área Oriental

Actualmente el área Oriental cuenta con suficientes recursos de generación para garantizar una operación segura. Estos recursos son capaces de satisfacer los requerimientos de soporte de potencia reactiva, esenciales para cumplir con los criterios regulatorios de tensión en los nodos del área, particularmente en los nodos de la red de 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá. Además, estos recursos son suficientes para gestionar las restricciones eléctricas y operativas, incluyendo aquellas que limitan la capacidad de importación de energía del área a 900 MW a través del circuito Bacatá – Primavera 500 kV.

Situación Oriental – Crecimiento progresivo de demanda vs Entrada Oportuna de Proyectos

Con el crecimiento progresivo de la demanda, aumentarán los requerimientos de seguridad y si se presentan retrasos o incluso la no entrada en operación de los proyectos mencionados, se prevé lo siguiente:

- Activación de nuevas restricciones, incrementando así el riesgo para la atención segura y confiable de la demanda.
- Dificultad para cumplir con los criterios regulatorios de operación vigentes, especialmente los relacionados con la recuperación transitoria de tensión en los nodos del Sistema de Transmisión Regional (STR) ante fallas en la red.

Este riesgo se hace especialmente notorio ante un escenario de **demanda del área igual o superior a 3,500 MW**, en el cual la probabilidad de contar con las unidades requeridas para el soporte de tensión será inferior al 50 %.

- Limitar la capacidad de importación de potencia del área
- Dificultad para realizar actividades de mantenimiento

Es imperativo para mantener el cumplimiento de los criterios regulatorios de operación y asegurar una operación segura, confiable y económica que se materialicen los proyectos de expansión en transmisión definidos por la UPME dentro de las fechas programadas. Entre ellos se destacan:

- UPME 07 - 2016 Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.
- UPME 01 - 2013 Subestación Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV.
- Subestación Norte 115 kV y transformación y líneas asociadas.
- UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV y Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV.
- UPME 03 - 2010 Subestaciones Chivor II y Norte a 230 kV.
- Transformadores de Santa Helena 220/115 kV

El retraso o la no entrada en operación de los proyectos también condiciona la conexión de nuevas cargas, al aumentar la criticidad de la condición, lo anterior podría impactar negativamente el desarrollo económico del área.

Restricción	Horizonte	Proyecto	Observación
Sobrecarga en red completa de la línea El Sol – Zipaquirá 115 kV	MP	Norte 115 kV	Restricción declarada en emergencia, no tiene ESPS
Sobrecarga en red completa de Ocoa - Santa Helena 1 115 kV	MP	Subestación Catama 115 kV	Restricción declarada en emergencia, no tiene ESPS
Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 kV	MP	Transformadores Santa Helena 230/115 kV 2X150 MVA (Suria)	Restricción declarada en emergencia, no tiene ESPS
Puerto Lopez 115 kV – Puerto Gaitán 115 kV/ bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV	MP	Transformadores Santa Helena 230/115 kV 2X150 MVA (Suria) Subestación Catama 115 kV	Restricción declarada en alerta, no tiene ESPS

Restricciones Operativas al final del LP sin obra asignada

Restricción	Restricción
Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área	Bacatá 1 500/115 kV / Bacatá 2 500/115 kV
Chivor - Guavio 1 230 kV / Chivor - Guavio 2 230 kV	Guavio - Sopó 1 230 kV / Guavio - Sopó 2 230 kV
Chivor - Guavio 2 230 kV / Chivor - Guavio 1 230 kV	Sopó - Bochica 1 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV
Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV	Norte - T Peldar 115 kV / Gran Sabana - Termozipa 115 kV
Paraíso - Nueva Esperanza 2 230 kV / Paraíso - Nueva Esperanza 1 230 kV	Sobrecarga red completa Gran Sabana - Termozipa 115 kV
Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio 230/115/13.2 kV	Sopó - Gran Sabana 115 kV / Bochica - Termozipa 115 kV
Chivor 1 150 MVA 230/115/13.8 kV / Guavio - Mambita 1 115 kV	Sopó - Bochica 115 kV / Sopó - Gran Sabana 115 kV
Guaca - Paraíso 2 230 kV / Guaca - Paraíso 1 230 kV	Ocoa - Reforma 1 115 kV / Ocoa - Barzal 115kV
Guaca - Paraíso 1 230 kV / Guaca - Paraíso 2 230 kV	Ocoa - Reforma 2 115 kV / Ocoa - Barzal 115kV
Balsillas - Mosquera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV	Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Ocoa 115 kV
Nva Esperanza 2 500/115 kV / Nva Esperanza 3 500/115 kV	Santa Helena - Ocoa 115 kV / Santa Helena - Catama 115 kV
Norte - T Peldar 115 kV / Sesquile - Bochica 115 kV	Santa Helena - Catama 115 / Santa Helena - Ocoa 115 kV
Chivor 115/230 kV / Guavio 115/230 kV	Suria - Reforma 230 kV / Santa Helena - Catama 115 kV
	Ocoa - Granada 1 115 kV / Ocoa - Guamal 115kV

Restricciones dependientes de demanda

Restricción	Horizonte	Proyecto	Observación
Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área	MP/LP	Virginia - Nva Esperanza 500 kV y Norte 500 kV	Se gestiona con generación mínima según demanda
Ocoa - Santa Helena 115 kV	MP	Trafos Santa Helena	Sobrecarga en red completa
Reforma 3 230/115 kV / Reforma 2 230/115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Dependen de demanda, pero con las proyecciones observadas no están cerca del límite
Santa Helena - Suria 115 kV	MP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	Sobre carga en red completa
Balsillas - Mosquera 115 kV / Tren Occidente - Balsillas 115 kV	LP	No tiene	--
Ocoa - Guamal (violetas) 115 kV / baja tensión San José del Guaviare y Granada 115kV	LP	No tiene	--
El Sol - Zipaquirá	MP/LP	Norte 115 kV	Sobrecarga en red completa
Puerto Gaitán - Puerto Lopez 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV	MP/LP	Transformadores de Santa Helena 220 / 115 kV	El incremento de la demanda hace que el proyecto sea insuficiente en el largo plazo.
Campobonito - Puerto Gaitán 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV	MP/LP		

Restricción que limita la importación de potencia:

La capacidad de importación del área es 2100 MW, limitada en 900 MW por Bacatá - Primavera 500 kV, por las restricciones:

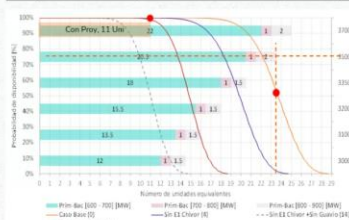
- Primavera - Bacatá 500 kV / Tensión en nodos del área, en especial los nodos de la red 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá.
- Primavera - Bacatá 500 kV / Purnio - Noreste 1 y 2 230 kV



La capacidad de importación de potencia del área se limita por el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión en nodos de la red 115 kV, en especial en nodos de la red 115 kV de la Sabana norte de Bogotá ante contingencia de sencilla.

El requerimiento de unidades para soporte de tensión del área, se determinan a partir del cumplimiento de la recuperación dinámica de tensión en los nodos de la red 115 kV de la sabana norte de Bogotá. A estos nodos le siguen en criticidad los nodos San Jose de Guaviare 115 kV y Villeta 115 kV.

Cumplimiento del requerimiento de unidades para el soporte de tensión en nodos del área



De no entrar los proyectos de expansión en la fecha programada, se tiene el riesgo que ante el incremento de la demanda del área >3500 MW la probabilidad de cumplir el requerimiento de unidades para el soporte de tensión en nodos del área esté alrededor de 50 %. (caso base con máxima importación)

Con la entrada de proyectos de expansión, al fortalecerse la red se presenta una disminución del requerimiento de unidades, con lo que la probabilidad de contar con las unidades es cercana al 100 % hasta una demanda de 3900 MW.

Frente a posibles retrasos en los proyectos (Norte 500/230/115, La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV, Nueva Esperanza 2 500/115 kV) se recomienda de forma prioritaria evaluar la conexión de alternativas de mitigación (no reemplaza los proyectos) para el control dinámico de tensión, o generación de última instancia en la sabana norte.

Índices de fortaleza de red - SCRIF

los índices de fortaleza de red con métricas SCRIF indican en varios nodos métricas son inferiores a los umbrales de estabilidad recomendados internacionalmente.

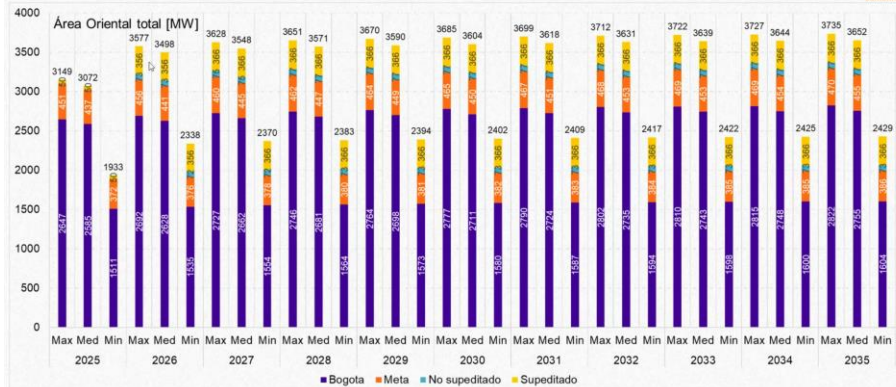


Condición de la red

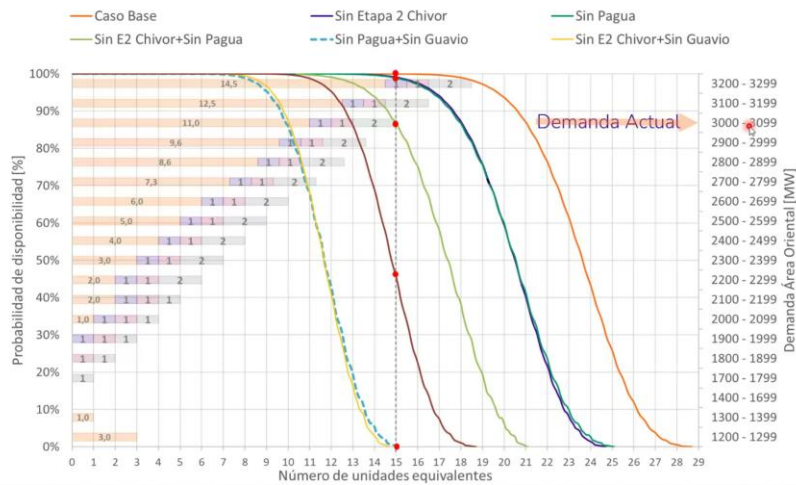
Circuitos en condición radial	4 circuitos en Meta y 13 Bogotá
Circuitos normalmente abiertos	Guateque - Sesquile 1 115 kV en Guateque.
Nodos cerca o que superan capacidad de cortocircuito	11 nodos

Situación área Oriental: Proyecciones de Demanda

Proyección de demanda IPOELP I 2025

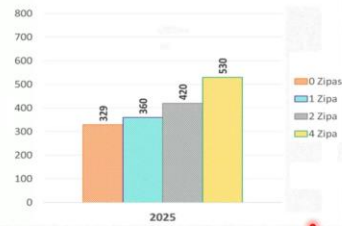


Coordinación de mantenimientos de generación

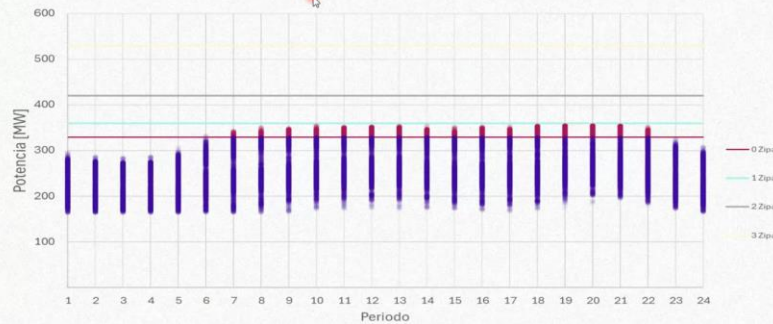


Demanda atendible en la sabana norte de Bogotá ante la no entrada de proyectos

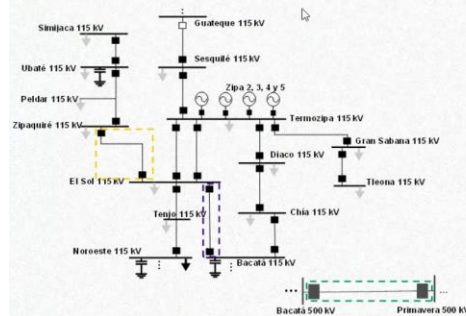
Demanda Máxima Atendible - Sabana Norte [MW]



- Comparación de las demandas máximas con la demanda histórica de las cargas correspondientes a la Sabana Norte.
- Se toma la demanda del último año (febrero 2024 a febrero 2025) y se clasifican los valores en cada periodo.
- Se muestran en rojo aquellos periodos donde la dispersión supera el valor límite de 0 Zipas, lo que indica que en esos momentos será necesario contar con unidades adicionales en Termo Zipa para el año 2025.



Demanda atendible en la sabana norte de Bogotá ante la no entrada de proyectos



Demanda Máxima Atendible - Sabana Norte [MW]

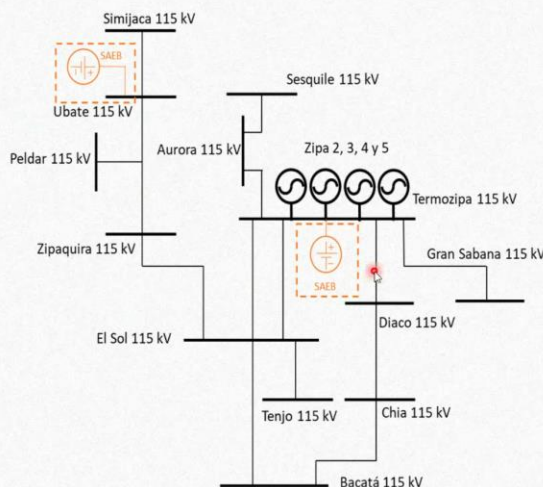


- Dada la condición de red (topología) actual, de no entrar los proyectos de expansión del área, la magnitud de demanda atendible en la sabana norte de Bogotá dependerá de la programación de unidades en Termo Zipa. Desde el año 2026, dada la demanda esperada se requeriría programar dos unidades de Zipa para la atención de la demanda.
- De presentarse retraso en los proyectos de expansión de la zona y de no contar con la disponibilidad de las unidades de Zipa, será necesario implementar acciones remediales sobre la demanda de la zona como esquemas suplementarios e identificación de obras de mitigación para disminuir el impacto ante materialización de contingencias.
- Actualmente ENEL está en desarrollo e implementación de un esquema suplementario por bajas tensiones para atender condiciones de alta demanda y riesgos de no contar con la generación suficiente.
- Es prioritario identificar en caso de no entrar los proyectos de expansión al área Oriental, identificar alternativas que brinden la confiabilidad y seguridad requerida en los nodos de la Sabana Norte de Bogotá y disminuir la dependencia eléctrica de las unidades de Termo Zipa. En el ITR IV 2024 se evalúa una alternativa para baterías en esta zona.

Propuesta ITR IV 2024: SAEB en las subestaciones Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá



- Esta propuesta consiste en la instalación de equipos SAEB de 40 MVA (160 MWh) en las subestaciones Ubaté y TermoZipa 115 kV.
- Se mitiga la restricción Primavera - Bacatá 1 500 kV / Baja tensión en nodos del área (Sabana norte).
- Esta obra permitiría aumentar la confiabilidad en la Sabana Norte de Bogotá y disminuir la dependencia de los recursos térmicos de la zona; lo que a su vez disminuiría costos asociados a generación de seguridad en el área.



Acciones de mitigación planteadas en el grupo de análisis Oriental

Trabajo conjunto entre CND, agentes del área y Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME) a corto y mediano plazo, cuyo impacto disminuirá conforme aumente la demanda en los nodos de la zona de influencia. Evidenciando aún más importancia de que de forma articulada todas las instituciones gubernamentales den prioridad a la materialización de estos a la mayor brevedad. Los beneficios de estas acciones no compensan los de los proyectos de expansión.

Revisión y seguimiento a pronósticos de Demanda

Repotenciación circuitos de la Sabana Norte de Bogotá:

Acción realizada por el operador de red, ENEL, para el aumento de capacidad de los circuitos que alimentan la red 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá.

Esquema Suplementario de Protección (ESP) en la sabana norte de Bogotá:

Implementación de un esquema de protección el cual de darse las condiciones de baja tensión en su lógica deslastre carga de forma controlada evitando cascada de elementos e incumplimiento regulatorios.

Instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías -SAEB- en nodos de la sabana norte de Bogotá:

Instalación de SAEB en cercanía a los centros de consumo que imponen las restricciones más críticas para la operación. Entre los restos de esta alternativa están: la ubicación, el dimensionamiento, y garantizar la entrada a tiempo de los dispositivos.

Incremento en la capacidad de transformación de Balsillas:

Aumento en la capacidad de transformación 230/115 kV de la subestación Balsillas

Compensación dinámica adicional en el área Oriental:

Instalación de equipo(s) compensación de potencia reactiva con respuesta automática y dinámica en: la red 115 kV de la Sabana Norte de Bogotá y en la red 115 kV del Meta, preferiblemente en las subestaciones de Guaviare y/o Villeta.

Alternativas locales para incrementar la transferencia de potencia hacia el área:

Instalación de un sistema de almacenamiento en la subestación Bacatá 500 kV o instalación de dispositivos DFACt's en circuitos a nivel de 220 kV o sobre el circuito Primavera - Bacatá 500 kV.

Proyectos adicionales para el área Oriental. (Prepublicación y/o Plan Modernización UPME)

SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá

Sopó 220/115 kV

Conexión adicional desde el STN a la Sabana Norte, seccionando el circuito Circo Guavio 220 kV.

Corzo 500/115 kV

Conexión a 500 kV desde San Carlos 500 kV con transformación a 115 kV para conectar con Tern Occidente y Mosquera.

Refuerzo STR subárea Meta

Circuitos paralelos a corredores entre Barzal, Ocoa, Santa Helena, Granada y San José de Guaviare

Aumentos de capacidad de interrupción SEs Oriental

2. Avance de obras de expansión y acciones de mitigación-ENLAZA, ALUPAR, ENEL y EMSA

- ENEL presentó el estado de avance de sus proyectos de expansión, tal como se presenta a continuación:

Para Occidente, el Operador de Red manifestó que no cumplirá con la fecha de entrada en operación, es decir, diciembre del año 2025. Es importante mencionar que esta obra es esencial para garantizar la conexión de las cargas de los proyectos de movilidad eléctrica.

Proyectos STR Enel Colombia



Ampliación Subestación 500/115 kV - 450 MVA

FPO: 30 - Septiembre 2026

Hitos alcanzados:

- Ingeniería básica
- Estudio de ruta transporte Autotrafos
- Procesos de contratación construcción (EpC) y control y protección en curso
- Orden de compra equipos (Autotrafos, interruptor, seccionadores, etc)
- Contrato de conexión con EPM firmado

Proceso con UPME:

1. Concepto UPME para: T2 450MVA - Dic 2023
2. Expedición Garantía Bancaria - Dic 2023
3. Adjudicación convocatoria de transmisión (UPME 03-2023) con FPO Junio 2026 - Abril 2024

Puntos de Atención:

- Movilización carga extra dimensionada (Transformadores de potencia)
- Disponibilidad activos asociados a 500 kV propiedad de EPM



El proyecto va en cronograma y ENEL espera cumplir con la fecha de entrada en servicio, es decir, septiembre del año 2026.

Proyectos STR Enel Colombia



• **FPO: Diciembre 2025 (Pdte aprobación UPME)**

Hitos Alcanzados:

- Estudios: 100%
- Ingenierías: 85%
- Compra de Equipos: 70%
- Permisos: 70%

Notas:

1. Estudio de Impacto Ambiental Radicado en Diciembre de 2023.
2. Licencia Ambiental Estimado Abril de 2025.
3. Inicio de construcción Mayo de 2025 dependiente de licencia ambiental.
4. Contrato EpC Adjudicado en Junio 2024.

Puntos de Atención:

- Demora en la expedición de la resolución de la licencia ambiental para iniciar fase constructiva.
- Relacionamento con autoridades locales para la obtención de los permisos de construcción.



• **FPO: 2025 - Dos Líneas.**

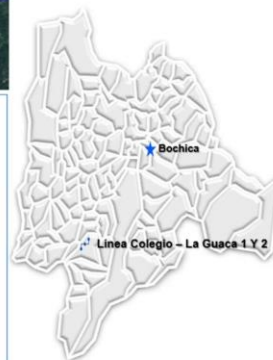
Hitos Alcanzados:

- Estudio de alternativas: 100%
- Ingenierías: 99 %
- Estudios ambientales: 100% (EIA aprobado)
- Permisos ambientales: 100 % (EIA aprobado)
- Permisos prediales: 76%

Puntos de Atención:

- Acercamientos con propietarios de predios para negociaciones y tramite de imposiciones.
- Resolución de imposiciones
- Respuesta de información adicional a la CAR
- Regulatorios:
 - Pendiente de aprobación Unidades Especiales para las Líneas de 1200 A. (Presentada en plan 2025-2029)

Se inicia construcción 17 de febrero.



Para Bochica se espera pronunciamiento de la UPME con relación a la solicitud de modificación de fecha de puesto en servicio.

INTERNAL

Proyectos STR Enel Colombia



• FPO: Diciembre 2025

No. Radicado 20211520122261

• Alcance: subestación Montevideo en Bogotá interceptando la línea Salitre - La Paz 115 kV.

• Avance:

- ☐ Ingeniería básica SE: 100%
- ☐ En desarrollo Ing. Detalle SE: 90%
- ☐ Ingeniería detalle LT: 90%
- ☐ Servidumbre SSEE y LLTT: 100%
- ☐ Licencia Ambiental (ejecutoria): Dic 2024.

• Riesgos:

- ☐ Tercer Interviniente (Veeduría Ciudad Salitre Sur Oriental).

Se inicia ejecución el 14 de enero con la adecuación del terreno.



• FPO: Septiembre 2025

No. Radicado 20211520124031

• Alcance: subestación Porvenir en Bogotá, interceptando la línea Colegio - Chicalá 115 kV.

• Avance:

- ☐ Estudios: 100%
- ☐ Ingeniería básica SE: 100%
- ☐ Ingeniería detalle SE: 20%
- ☐ Ingeniería detallada LT AT: 100%
- ☐ Suscrita promesa de servidumbre SE con la EMB.
- ☐ Licencia Ambiental: septiembre de 2024.

• Riesgos:

- ☐ Retrasos del proveedor INMEL.
- ☐ Demoras en la llegada de la GIS.

Se inicia ejecución el 14 de enero con la adecuación del terreno.



Estos proyectos implican cargas asociadas a movilidad eléctrica, y van en cronograma según lo manifestado por ENEL.

INTERNAL

Proyecto Sopo



Principales Riesgos Detectados

Permisos:

- Oposición de la comunidad a la ubicación de la subestación y trazados de las líneas.
- Demoras en la obtención de la licencia ambiental.
- Oposición de la ANI a la ubicación de líneas en cercanías de la BTS.
- Precios de las servidumbres en zonas categorizadas como urbanas.

Regulatorios

- Pendiente aprobación Unidades Especiales para las Líneas de 1200 A y estructura de 4 circuitos (torres y postes) - Plan Inversiones 2025-2029.

Consecuencias:

- Freno al desarrollo social y económico de la región. Hemos condicionado ~103 MW en proyectos industriales y residenciales.
- Alta probabilidad de desatención de la demanda conectada actualmente. DNA [1, 83, 85, 87, 89] MW para 2026-2030 con costos de racionamiento [177, 166.763, 170.987, 175.241, 179.525] M\$ en caso de que el proyecto Norte no logre concretar la opción actual del lote o logre obtener permisos ambientales por índole social. Altos costos para industriales.
- Los costos por DNA no reflejan los impactos económicos para la región al ser muy industrial (1 hora de apagón le puede costar a la industria pérdidas por alrededor de \$400 mil millones de pesos).

* Fechas iniciales, sujeto a modificación

El Operador de Red está a la espera de la aprobación de las Unidades Constructivas especiales, hito fundamental para la ejecución del proyecto. Asimismo, está pendiente la solicitud de manifestación de interés por parte de la UPME.

Avance Proyecto EnelFlex

Contexto

¿Qué es y qué hace?

Primer piloto de respuesta de la demanda para aliviar congestiones de la red de distribución. Resuelve contingencias del sistema con la participación de usuarios industriales quienes modifican su patrones de consumo en tiempo real respondiendo ante eventos de la red

Beneficios



¿Cómo vamos?



Principales logros



¿Cómo funciona?



Unidad Control Inteligente

Unidad Constructiva Especial

Aplicación en servicios de flexibilidad: automatización de desconexión de potencia

La Unidad de Control Inteligente – UCI Se utiliza en el primer piloto de flexibilidad de red en Colombia para aportar a la estabilidad del sistema eléctrico en situaciones de contingencia (Enelflex), y busca, con la participación activa de los usuarios, responder de forma confiable a las exigencias del sistema eléctrico, brindando un alivio a las congestiones del STR de la zona norte Bogotá.

Casos de Uso



- Es una tecnología de **virtualización y cuenta con capacidad computacional descentralizada**, integra funcionalidades clave de la red al tiempo que **reduce la cantidad de componentes físicos requeridos en las redes (optimización del TOTEX)**, haciendo que las redes sean más eficientes, sostenibles y confiables.
- Aborda los principales desafíos de la red, como la **automatización** y la integración de **DER**, la prevención y reducción de **interrupciones**, la integración de **sensores de IoT**, la **medición, el monitoreo y el control remoto**.

Aplicaciones

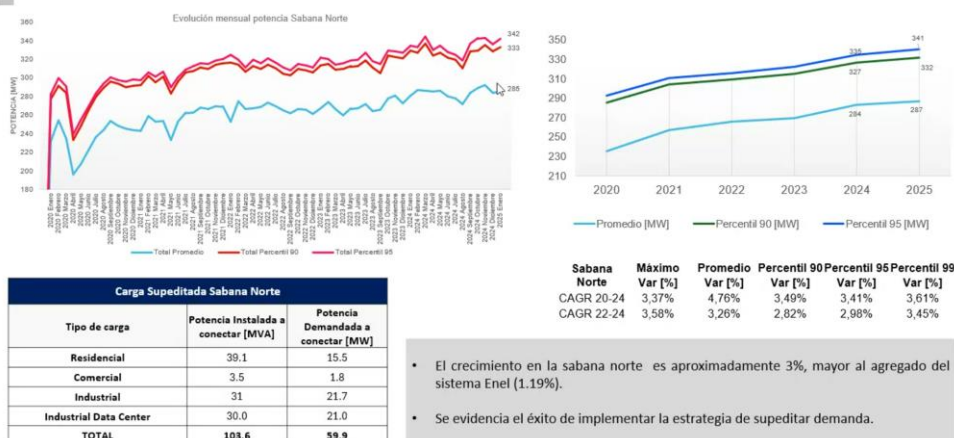
- Control remoto de la red de distribución de MT/BT
- Automatización de la red de distribución de MT/BT
- Regulación Volt-VAR
- Supervisión y control de los DER
- Integración con DERMS y flexibilidad Operativa
- Control de sistemas de almacenamiento / baterías
- Medición y monitorización básica del transformador
- Medición y supervisión avanzada de la red
- Medición de micro sincrofasores
- Medición de la calidad de la energía
- Concentrador AMI

Esta UC no fue aprobada por la CREG en el plan de inversiones 2023-2027 (Res. CREG 501 110 2024)

Respecto al proyecto ENELFLEX, medida de mitigación para la sabana de Bogotá, se indicó que varios usuarios se han involucrado al mecanismo y se espera que más consumidores se incorporen.

En este punto el consejo preguntó si se requiere alguna medida regulatoria para su puesta en servicio, a lo cual ENEL aclaró que se necesita la instalación de unidades constructivas especiales, que a la fecha no han sido aprobadas por la Comisión.

Comportamiento Carga máxima Sabana Norte MW



ENEL indicó que a la fecha se ha limitado la conexión de 103.6 MVA en el norte de la sabana de Bogotá.

- ENLAZA presentó el estado de avance de sus proyectos de expansión. Al respecto, no se reporten mayores avances con relación a la reunión del 21 de octubre del año 2024. En el proyecto Chivor-Norte-Bacatá 230 kV la fecha esperada de entrada en operación es julio de 2027, y en Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV es agosto 2027.

Las principales dificultades radican por los tiempos de pronunciamiento de las autoridades ambientales y los requisitos relacionados a las sustracciones.

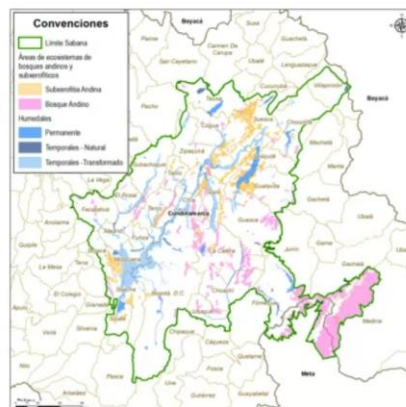
El transportador indica que todo es susceptible a empeorar, es decir, las fechas se podrían desplazar aún más.

Finalmente, ENLAZA indicó que se suspendió la consulta de la resolución sobre la conservación de humedales y acuíferos por parte de la magistrada Nelly Villamizar del Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

Análisis propuesta Ordenamiento Sabana de Bogotá (MADS)



1. La resolución que propone el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, plantea un área sobre la cual tendrá influencia las determinantes ambientales.
2. Esta resolución pretende definir nuevos lineamientos para el ordenamiento ambiental de la Sabana de Bogotá y aplicará para todas las nuevas licencias o modificaciones, creando áreas de especial importancia ambiental según 4 categorías:
 - i. Protección de las Zonas de Recarga de Acuíferos:
Zona de recarga de acuíferos identificadas en los POMCA.
 - ii. Áreas de ecosistemas de bosques andinos y Subxerofíticos:
Bosque de niebla y vegetación seca ubicada en la Sabana de Bogotá.
 - iii. Áreas de ecosistemas de humedales lóticos y lénticos:
Humedales de la Sabana de Bogotá.
 - iv. Áreas de amenazas naturales: Alta amenaza por inundación, movimientos en masa o avenidas torrenciales
3. Basados en la delimitación del Área Sabana, parte de los proyectos en construcción y operación del GEB estarán en esta área
 - ✓ Sogamoso 500kV ✓ Corredor sur- Sistema Bogotá
 - ✓ Chivor II-Norte 230kV ✓ Corredor Central Guavio-Circo 230kV
 - ✓ Embalse de Tominé
4. No se puede realizar el análisis de zonas de recarga de acuíferos y zonas de amenazas naturales porque MADS no entregó la información.



2

- ALUPAR indicó que la línea Virginia Nueva-Esperanza 500 kV viene construyéndose sin mayores inconvenientes, a pesar de algunos requerimientos recientes. El estado de avance de la obra es del 98 % y su fecha de entrada en operación es 30 de septiembre del año 2025.
- EMSA presentó el estado de avance de sus proyectos de expansión, tal como se muestra a continuación:

Subestación Santa Helena 230/115

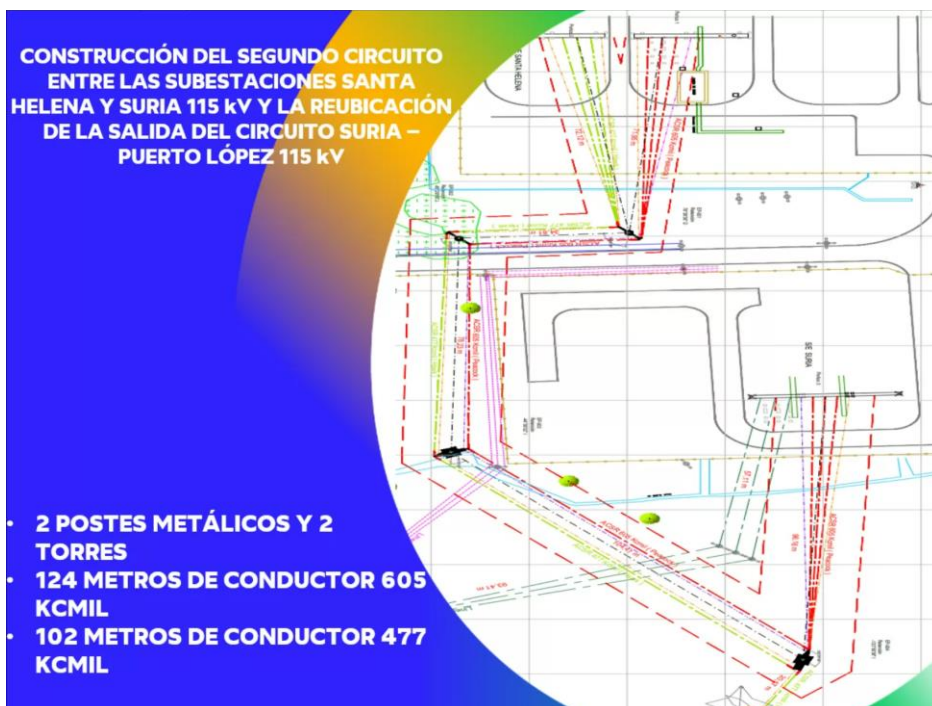


• Conexión Suria – Santa Helena 230 kV.

- Red 230 kV de tres circuitos x 700 metros.
- Avance actual de 100%

Actividad	Avance
Pre armado Torre	100%
Armado Torre	100%
Tendido Conductor	100%
Avance Construcción Torre y Tendido	

El proyecto Santa Helena, respecto a los autotransformadores, estarán en servicio el 23 de marzo del año en curso.



Esta reconfiguración y tramos de línea estarán en servicio antes del 31 de diciembre del año 2025.

Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	
REGISTRO PRESUPUESTAL:	45/6418
CONTRATISTA:	INGEMA S.A.
OBJETO:	DISEÑO DETALLADO, ELABORACIÓN DE ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL, PROGRAMA DE ARQUEOLOGÍA PREVENTIVA, SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN PARA LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CATAMA Y ADECUACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCOA Y SANTA HELENA 115 KV EN EL MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO EN EL DEPARTAMENTO DEL META
INTERVENTORÍA:	ANDINA DE ENERGÍA S.A.S.
PLAZO INICIAL CONTRACTUAL:	17 meses
VALOR INICIAL DEL CONTRATO:	\$ 14.399.050.787
NUEVO VALOR DEL CONTRATO INCLUIDO OTROSÍ No.2	\$ 19.950.696.768
FECHA ACTA DE INICIO:	09/07/2019
FECHA DE TERMINACIÓN INICIAL	08/12/2020
FECHA REINICIO 4	10/08/2024
NUEVA FECHA DE FINALIZACIÓN REINICIO 4	14/08/2024
% AVANCE EJECUTADO	99,1%

Alcance:

- TRANSFORMADOR 40 MVA
- 1 BAHÍA DE TRANSFORMADOR 115 KV
- 2 BAHÍAS DE LÍNEA 115 KV
- 1 BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5 KV
- 2 BAHÍAS DE LÍNEA 34,5 KV

Está **en proceso de liquidación** con el acompañamiento de la interventoría externa_21-Marzo-2025.

Se tiene el siguiente avance en S/Es:

	ENERO	FEBRERO	PENDIENTE
Catama			
Potencia:	100%	100%	
Control:	90%	97%	Conexión fibra óptica
Protecciones:	90%	97%	
Transformador potencia:	100%	100%	
Ocoa			
Potencia:	25%	50%	Pruebas Funcionales
Control:	25%	90%	Equipos, Enclavamiento
Protecciones:	25%	90%	Seccionador
Santa Helena			
Potencia:	100%	100%	Conexión y pruebas de
Control:	0%	95%	teleprotección SE
Protecciones:	0%	95%	



Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)

REGISTRO PRESUPUESTAL:	45/6403
CONTRATISTA:	UNION TEMPORAL LINEA DEL LLANO 115KV
OBJETO:	DISEÑO DETALLADO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y ARQUEOLÓGICO, SU MINISTERIO, CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA OCOA - CATAMA - SURIA 115 KV EN EL MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO EN EL DEPARTAMENTO DEL META.
INTERVENTORÍA:	ANDINA DE ENERGÍA S.A.S.
PLAZO INICIAL CONTRACTUAL:	22 meses
VALOR INICIAL DEL CONTRATO:	\$ 17.625.842.000
FECHA ACTA DE INICIO:	08/07/2019
FECHA DE TERMINACIÓN INICIAL:	07/05/2021
FECHA REINICIO 4:	21/11/2024
NUEVA FECHA DE FINALIZACIÓN REINICIO 4:	01/01/2025
% AVANCE EJECUTADO	89,98%



• El pasado 13 de febrero de 2025, se recibió respuesta de Ecopetrol, en la cual niegan las pretensiones de EMSA de realizar la conexión entre las torres 86 y 87. (Detalle Pág. Siguiente)

• De acuerdo a las recomendaciones de la interventoría, se completó el 90% de los ajustes necesarios en las torres. Se espera concluir esta etapa en la primera Quincena de marzo 2025.

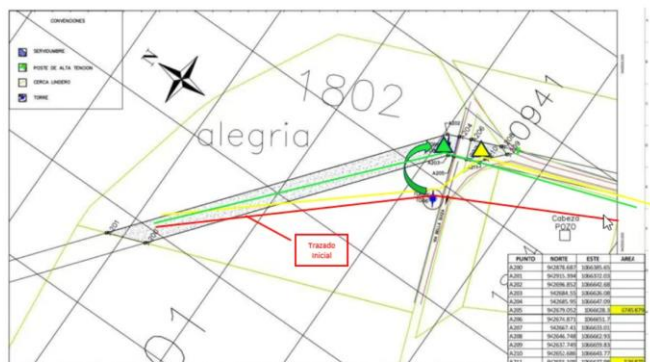
- LINEA: OCOA -> CATAMA : 17,5 KM
- LÍNEA: CATAMA -> SANTA HELENA: 17,5 KM

GESTIÓN AMBIENTAL



El 26-Feb-2025 se recibe por parte de CORMACARENA, el PERMISO DE APROVECHAMIENTO FORESTAL DE LA LINEA OCA-CATAMA-SANTA HELENA.

Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)



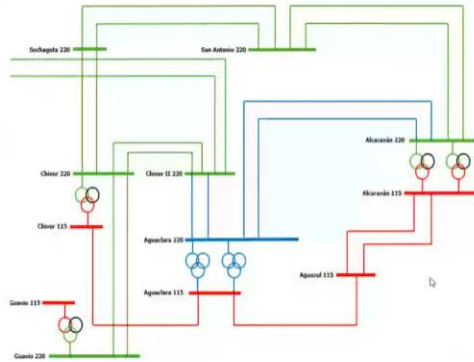
- **Opción 1:** Propuesta de construcción de una Nueva TORRE 86A, para sacar la línea del predio de Ecopetrol.
- **Opción 2:** Propuesta de reubicación de la TORRE 86 existente, dentro del mismo predio Finca La Alegría, tiene el mismo impacto opción 1, pero con menos tiempo de ejecución.

La subestación Catama y líneas asociadas estarían en servicio antes del 31 de diciembre del año 2025.

3. Obras de expansión y obras de mitigación del área oriental, y estado de los proyectos según la mesa ambiental de la UPME

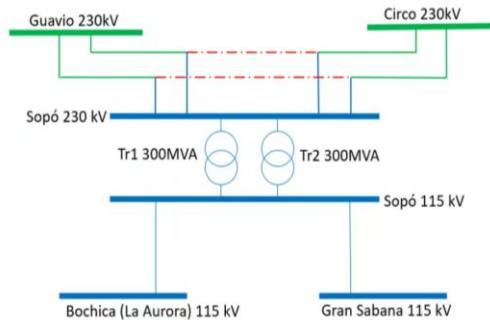
- La Unidad socializó los proyectos de expansión definidos para el área Oriental, como se muestra a continuación:

Subestación Aguaclara 230/115 kV y líneas asociadas



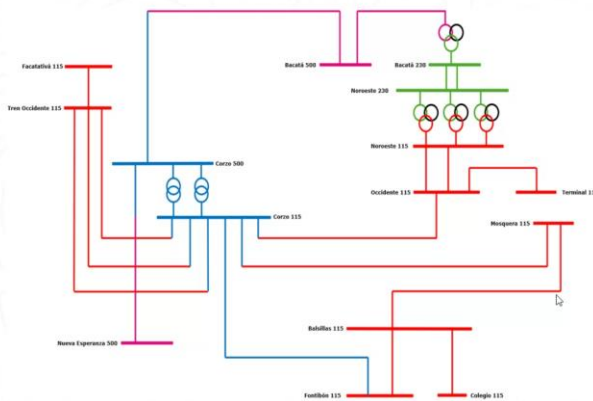
- Mejora la cargabilidad de:
 - LT Santa María - Tunjita 115 Kv
 - LT Mámbita - Santa María 115 kV
 - LT Guavio - Mámbita 115 kV
 - LT Guateque - Tunjita 115 kV
 - LT Chivor - Sochagota 1 y 2 230 kV
 - LT Aguaclara - Chivor 1 115 kV
 - TR Guavio 230/115/13.2 kV
 - TR Chivor 230/115/13.2 kV.
- Aprobación MME resolución 40529 del 6 Dic de 2024 con FPO Diciembre del 2030

Subestación Sopo 230/115 kV y líneas asociadas



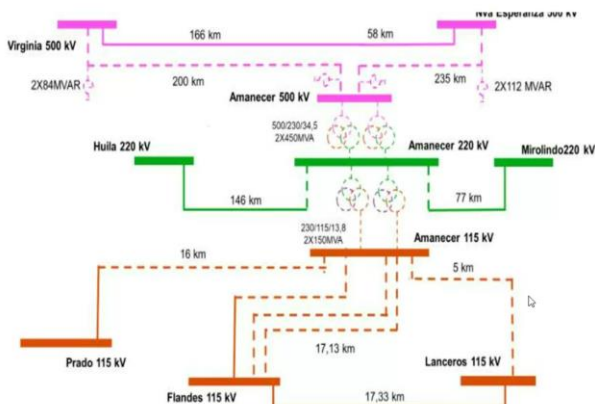
- Mejora los perfiles de tensión de las subestaciones en la sabana norte de Bogotá, ante contingencia N-1 de las líneas Bacatá – Primavera 500 kV, Nueva Esperanza – Virginia 500 kV y Bacatá – Chía 115 kV.
- Mejora los perfiles de tensión ante una baja disponibilidad de generación en la sabana Norte.
- Aprobación MME resolución 40513 del 27 Nov de 2024 con FPO Diciembre del 2029.

Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas



- Mejora los perfiles de tensión en subestaciones del occidente de Bogotá, como es el caso de Mosquera 115 kV, Fontibón 115 kV y Tren Occidente 115 kV, la mayoría de las restricciones por tensión se producen al N-1 de la LT Primavera - Bacatá 500 kV.
- Disminuye la cargabilidad en los transformadores de Noroeste 230/115 kV, Balsillas 230/115 kV, Nueva Esperanza 500/115 kV y Bacatá 500/115 kV.
- La UPME está realizando la evaluación de un nuevo enlace entre las áreas de Oriental y Antioquía, este espacio en corzo 500 kV se tendrá en cuenta al momento de la convocatoria.
- Se encuentra en verificación por parte del MME. FPO Diciembre del 2030.

Subestación Amanecer 500/230/115 kV y líneas asociadas



- Mejora los perfiles de tensión en condición normal de operación y ante N-1 de varias subestaciones del Tolima.
- Disminuye la cargabilidad en la LT Flandes - La Guaca 115 kV, LT Barzalosa - La Guaca 115 kV, LT Mirolindo - Picalaña 115 kV, LT Brisas - Nueva Cajamarca 115 kV, LT Nueva Cajamarca - Regivit 115 kV, LT Mesa - Ibagué 1 230 kV y LT Mesa - Ibagué 2 230 kV.
- Disminuye la cantidad de unidades mínimas equivalentes requeridos en el área Oriental, debido a la conexión con el área Suroccidental.
- Se encuentra en verificación por parte del MME. FPO Diciembre del 2032.

Obras Modernización

Obras Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura

- Refuerzo Meta STR 115 kV, Repotenciación con conductores HTLS de 308 mm² de los circuitos 115 kV de la subárea Meta:
 - Ocoa – Santa Helena 1
 - Barzal – Ocoa -
 - Ocoa – Guamal
 - Guamal – Granada
- Aumento capacidad de interrupción de cortocircuito
 - Subestación Mesa 230 kV
 - Subestación Veraguas 115 kV
 - Subestación Circo 115 kV
 - Subestación Guavio 230 kV
 - Subestación Torca 230 kV
 - subestación Salitre 115 kV



Obras Modernización

Obras Plan Maestro de Modernización y Expansión de la infraestructura

- Nuevo enlace a Corzo 500 kV, con el que se propone realizar la Interconexión de las áreas operativas Oriental y Antioquia a través de un nuevo refuerzo en 500 kV, a través de la nueva línea de transmisión con llegada a Corzo 500 kV.
 - Aumenta la capacidad de importación del área Oriental desde la red de 500kV
 - Mejora los perfiles de tensión ante contingencias de Primavera - Bacatá 500 kV, Virginia - Nueva Esperanza 500 kV y Sogamoso - Norte 500 kV
- SAEB - Ubaté y TermoZipa 115 kV - Sabana Norte Bogotá.
 - Aumenta la capacidad de la Sabana Norte de Bogotá, disminuyendo la dependencia de generación interna.
 - Mejora la reacción de la Sabana Norte de Bogotá ante la contingencia Bacatá-Primavera 500 kV



Se sugirió a la UPME por parte del Consejo interactuar con la CREG, respecto a la implementación de habilitadores regulatorios para el desarrollo de las obras que mitigarían el agotamiento de cortocircuito, y aquellas que permitirían la instalación de sistemas de almacenamiento electroquímico. Asimismo, se sugirió estudiar si los nuevos corredores doble circuito a nivel de 500 kV tienen que compartir infraestructura, lo anterior por el reciente evento de colapso total del sistema chileno.

- La Unidad también presentó el estado ambiental de los proyectos de expansión:

UPME 03-2010: CHIVOR – CHIVOR II – NORTE – BACATÁ

ESTADO AVANCE FEBRERO 2025:

- Plan Expansión 2010 – 2024
- Convocatoria adjudicada 2013.
- FPO inicial: julio de 2015

- Total torres 364
- 266 sitios de torre en obra civil (73%)
- 266 estructuras montadas (73%)
- 82 en trámite de modificación de licencia ambiental (22.5%)

- Quedan 99 sitios de torre por construir: 82 dependen de modificaciones de licencia y 17 están en gestión. Entre estos, el sitio N.81 sigue con medida preventiva desde 2022, pese a que el GEB entregó la información requerida, sin respuesta de la ANLA hasta la fecha.
- La interventoría estima la FPO para agosto de 2027



Línea de tiempo – Licenciamiento Ambiental



UPME 01-2013: SOGAMOSO – NORTE – NUEVA ESPERANZA 500 Kv



- Plan Expansión 2013 – 2027.
- Convocatoria adjudicada 2014.
- FPO original: 30 septiembre de 2017
- Se han efectuado diez modificaciones a la FPO
- La Resolución del MME 40038 del 31/01/25 modificó la FPO para el 26 de diciembre de 2025.
- GEB interpuso recurso de reposición a la Resolución del MME 40038 de 2025, en estudio por parte del MME.
- La interventoría estima la FPO para abril de 2027

ESTADO DE AVANCE A FEBRERO 2025:

Avance total del proyecto: 78,6% avalado por Interventoría.
Avance de líneas 76%, avance subestaciones 41,5%

- Número total de torres 855
- 555 sitios de torre libres para trabajar (65% del total)
- 93 sitios de torre que el GEB pretende tener habilitados para sus contratistas sin necesidad de modificaciones a la licencia ambiental
- 207 sitios de torre que el GEB pretende tener habilitados para sus contratistas pendientes de modificaciones de licencia ambiental.

Línea de tiempo – Licenciamiento Ambiental



Nota: La subestación Norte 230/500 kV debió ser reubicada por orden judicial de la Magistrada del Tribunal Superior de Cundinamarca, lo que implicó un atraso al proyecto dada la necesidad de surtir un nuevo trámite de licenciamiento ambiental. El avance de este proyecto depende del licenciamiento ambiental para la ubicación de la subestación Norte 230/500 kV que surte el proyecto UPME 03-2010.

UPME 07-2016: LA VIRGINIA – NUEVA ESPERANZA



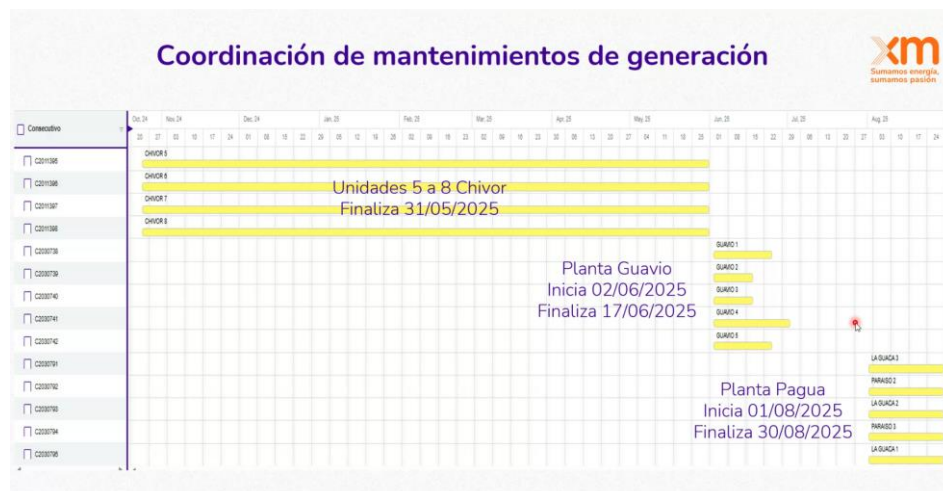
ESTADO DE AVANCE A FEBRERO 2025:

- Avance del Proyecto verificado por Interventoría: 94,5%
- Avance líneas de Transmisión: 97,5%, de subestaciones: 97,5%.
- Total torres 442
- 425 torres finalizadas (96,2%)
- Suspensión de actividades constructivas de las torres 441N3 y 443N, localizadas en Soacha, debido a Resolución N° 000005 del 03 enero de 2025 de ANLA.

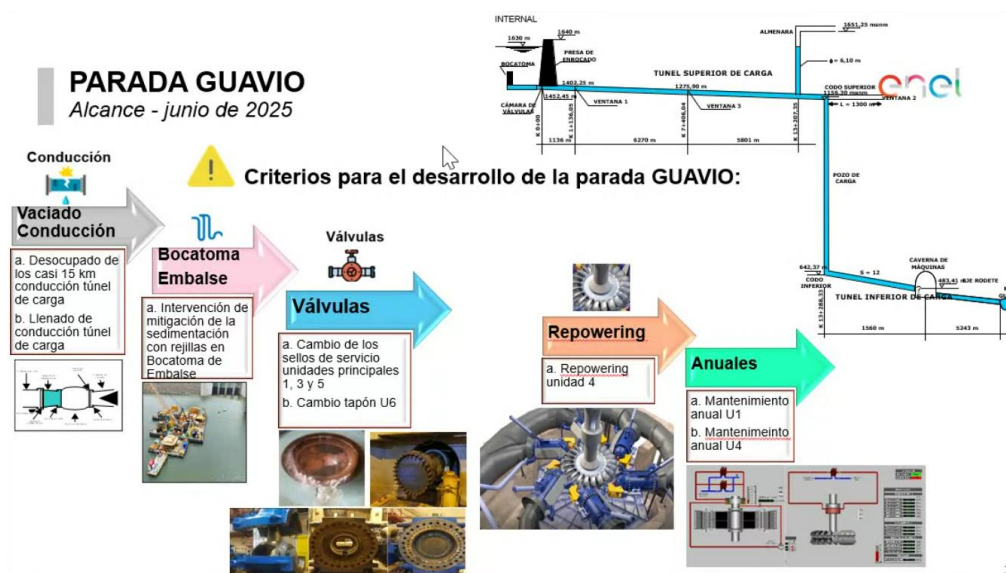
- Plan Expansión 2013 – 2027.
- Convocatoria adjudicada 2016.
- FPO inicial: noviembre de 2021.
- Se han presentado tres modificaciones a la FPO.
- La Resolución del MME 4-0258 del 22/07/2024 modificó la FPO para el 22 de junio de 2025.
- La interventoría estima la FPO para agosto de 2025

- La Unidad socializó el potencial impacto de la Resolución del MADS sobre ordenamiento ambiental:

- El CND mostró las fechas reportadas de los mantenimientos de generación de las centrales Chivor, Guavio y Pagua:



Al respecto, ENEL indicó el detalle de las intervenciones de Guavio y Pagua para cumplir a cabalidad las fechas inicialmente reportadas:



INTERNAL

Parada GUAVIO Cronograma



Reporte en PSM - SIO XM
Programación Parada GUAVIO
2025



Parada - junio de 2025

jun-01	jun-02	jun-03	jun-04	jun-05	jun-06	jun-07	jun-08	jun-09	jun-10	jun-11	jun-12	jun-13	jun-14	jun-15	jun-16	jun-17	jun-18	jun-19	jun-20	jun-21	jun-22	jun-23	jun-24	jun-25	jun-26	jun-27	jun-28	jun-29	jun-30	jun-01		
Unidades no disponibles para el sistema. Generación neta 92 MW en espera por para control de nivel de inundación																	Disponibilidad de 510 MW Ingresan U2, U3 y U4 menores										Disponibilidad de 1010 MW Ingresan U1 y U4					jun-01
Disponibilidad 1250 MW Ingreso U5																																

Consignaciones reportadas en PSM:

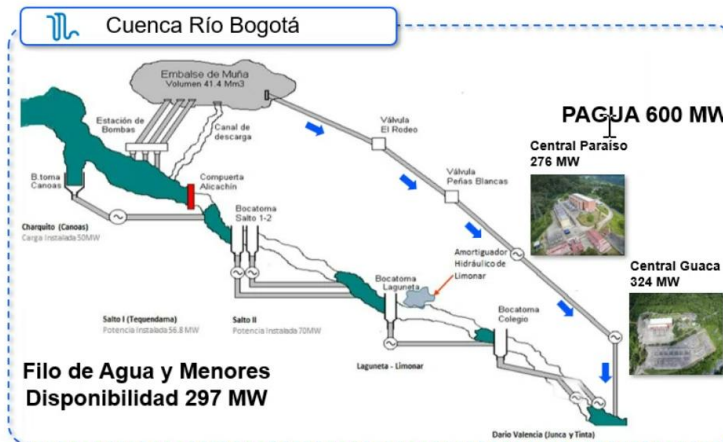
Guavio:

- ☐ Unidad 1
- ☐ Unidad 2
- ☐ Unidad 3
- ☐ Unidad 4
- ☐ Unidad 5

Consecutivo	Tipo elemento	Elemento	Fecha inicial programada	Fecha final programada	Tipo ingreso	Origen mantenimiento Tipo de prueba	Color	Estado	Área
C2036738	UnidadHidraulica	GUAVIO 1	02/06/2025 07:00	24/06/2025 23:59	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2036739	UnidadHidraulica	GUAVIO 2	02/06/2025 07:00	17/06/2025 17:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2036740	UnidadHidraulica	GUAVIO 3	02/06/2025 07:00	17/06/2025 17:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2036741	UnidadHidraulica	GUAVIO 4	02/06/2025 07:00	01/07/2025 23:59	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2036742	UnidadHidraulica	GUAVIO 5	02/06/2025 07:00	24/06/2025 23:59	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental

INTERNAL

PARADA PAGUA Contexto



Mantenimiento Cadena PAGUA 600 MW

- ☐ Generación en cascada Paraiso y Guaca.
- ☐ Central Paraiso:
 - o 3 unidades - 92 MW
 - o Total: 276 MW
- ☐ Central Guaca:
 - o 3 unidades - 108 MW
 - o Total: 324 MW

Parada PAGUA

Alcance - agosto de 2025



! Criterios para el desarrollo de la parada PAGUA:



Parada PAGUA

Cronograma



Reporte en PSM - SIO XM
Programación Parada PAGUA
2025



30 días de Parada - agosto de 2025

Consignaciones reportadas en PSM:

Guaca:

- ☐ Unidad 1
- ☐ Unidad 2
- ☐ Unidad 3

Paraíso:

- ☐ Unidad 1
- ☐ Unidad 2
- ☐ Unidad 3
- ☐ Elemento adicional barra S/E 230kV

Nota: Tiempos de consignación y desconsignación, incluidos en los 30 días.

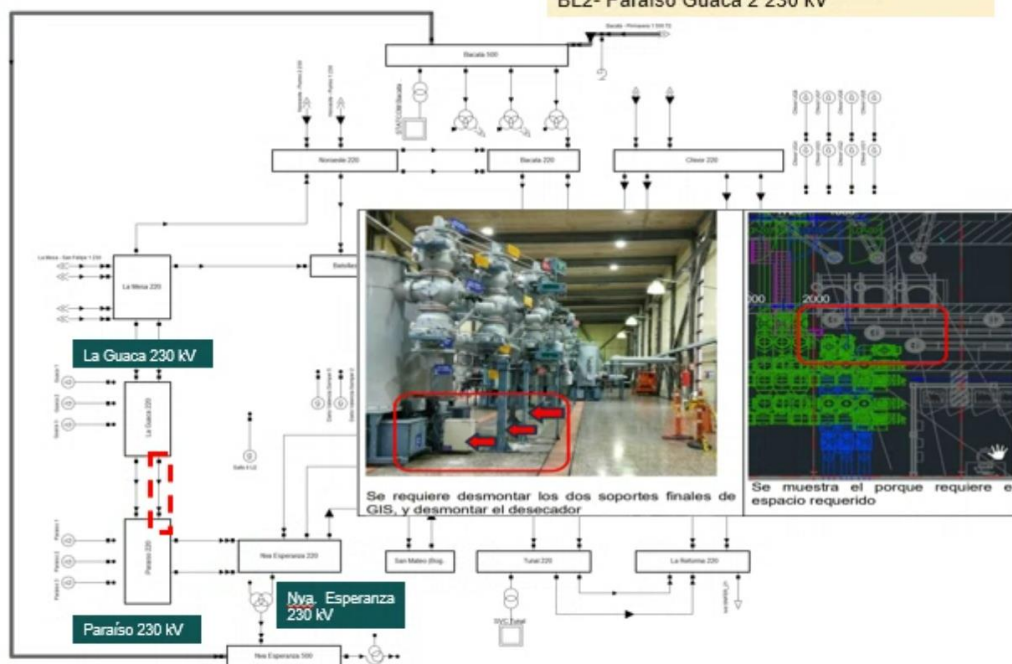


Consecutivo	Tipo elemento	Elemento	Fecha inicial programada	Fecha final programada	Tipo ingreso	Origen mantenimiento	Tipo de prueba	Color	Estado	Área
C203790	Unidad#tubercula	PARAISO 1	21/08/2025 01:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental
C203791	Unidad#tubercula	LA GUACA 1	21/08/2025 07:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental
C203792	Unidad#tubercula	PARAISO 2	21/08/2025 07:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental
C203793	Unidad#tubercula	LA GUACA 2	21/08/2025 07:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental
C203794	Unidad#tubercula	PARAISO 3	21/08/2025 07:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental
C203795	Unidad#tubercula	LA GUACA 1	21/08/2025 07:00	30/08/2025 17:00	Plan G	Normal	Anual	Verde	Completado	Oriental

En este punto ENLZA indica los mantenimientos que hará sobre la subestación Paraíso 230 kV:

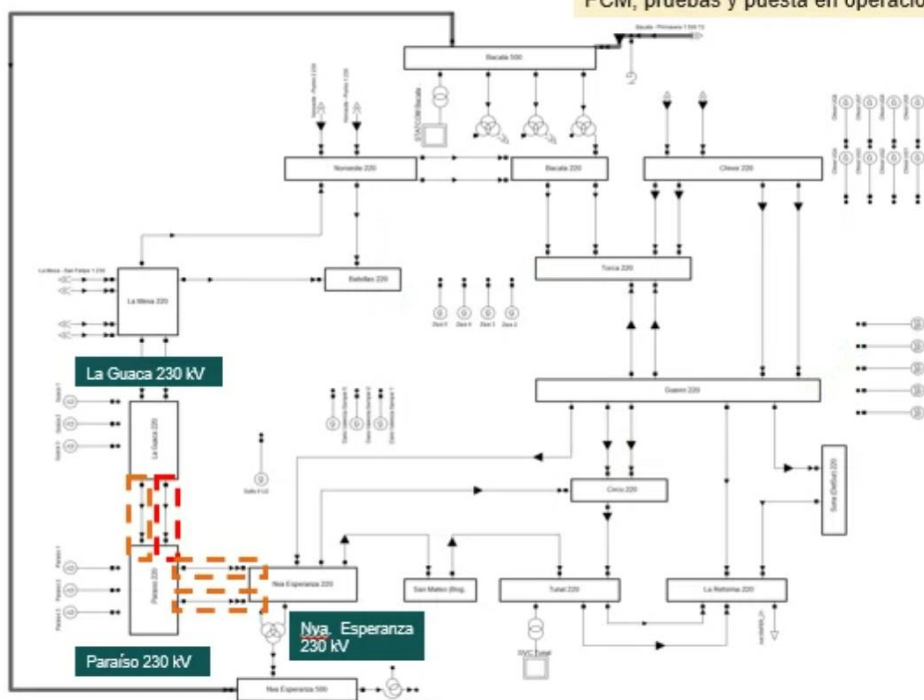
Hitos renovación

24 de marzo 2025: Desmantelamiento
BL2- Paraíso Guaca 2 230 kV



Hitos renovación

1 – 30 de agosto 2025: Migración sistemas de
PCM, pruebas y puesta en operación

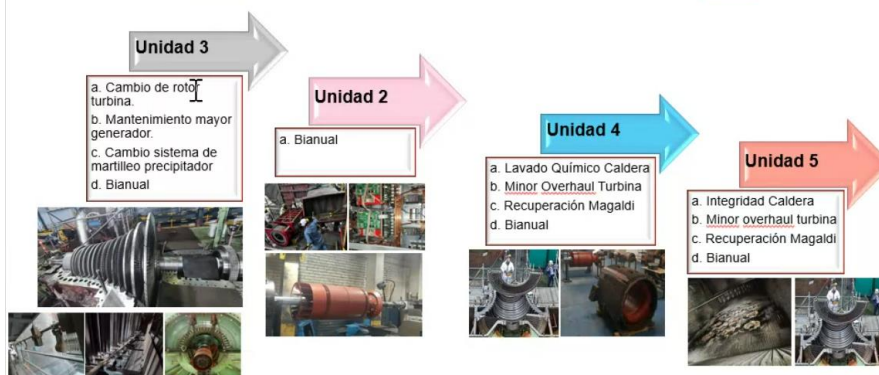


Lo anterior quiere decir que las cuatro (4) líneas a Nueva esperanza y Guaca a nivel de 230 kV estarían indisponibles entre el 1 y 30 de agosto del año en curso.

PARADA UNIDADES TERMOZIPA

Alcance - Fechas 2025

 Criterios para el desarrollo de las paradas 



10

INTERNAL

Paradas TERMOZIPA Cronograma

Paradas - 2025



Reporte en PSM - SIO XM
Programación TERMOZIPA
2025

Unidad	Mantenimientos			Pruebas	
	Inicio	Fin	Duración	Inicio	Fin
U3	31-mar	05-may	35	06-may	08-may
U2	14-jun	2-jul	18	3-jul	4-jul
U4	1-jul	1-ago	31	2-ago	3-ago
U5	1-sep	1-oct	30	2-oct	3-oct

Consignaciones reportadas en PSM:

Termozipa:

- ☐ Unidad 2
- ☐ Unidad 3
- ☐ Unidad 4
- ☐ Unidad 5

Consecutivo	Tipo elemento	Elemento	Fecha inicial programada	Fecha final programada	Tipo ingreso	Origen mantenimiento Tipo de prueba	Color	Estado	Área
C2029616	UnidadTérmica	ZPRAEMG 3	31/03/2025 12:00	01/04/2025 00:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2030768	UnidadTérmica	ZPRAEMG 3	01/04/2025 00:00	06/05/2025 00:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2030763	UnidadTérmica	ZPRAEMG 2	14/06/2025 12:00	02/07/2025 12:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2030766	UnidadTérmica	ZPRAEMG 4	01/07/2025 12:00	01/08/2025 12:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental
C2030770	UnidadTérmica	ZPRAEMG 5	01/09/2025 12:00	01/10/2025 12:00	Plan G	Normal	Amarilla	Solicitada	Oriental

En este punto AES indicó que las intervenciones sobre las unidades 5, 6, 7 y 8 de Chivor podrían traslaparse con el mantenimiento de Guavio, debido a la identificación de una fisura en el túnel de vaciado. El generador indicó que solo sería por dos días e implica, preliminarmente, una sola (a) unidad.

En este sentido se sugirió al CND y los agentes generadores coordinar las intervenciones (desplazar uno o dos días el inicio de las actividades), y a los transportadores y Operador de Red, minimizar los mantenimientos de red.