

ACTA CAPT No. 196**Fecha: Lugar:**01 de noviembre de
2022 CAPT Virtual**Hora:**
a.m.

8:30

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia			
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Chemmy Cuadrado Acosta	Principal		
		Héctor Bonilla H	Invitado	X	
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	X	
		Victoria Quintero	Invitada	X	
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal		
		Gabriel Suarez	Suplente	X	
	GEB	Juan Jacobo Rodríguez	Principal		
		Jairo Pedraza	Suplente	X	
		José Vicente Melo	Suplente	X	
		Jorge Enrique Celis	Invitado	X	
	Gran Consumidor	ECOPETROL	Oscar Iván Urrea	Principal	
			Aicardo Vargas	Suplente	x
Sierra-Col Energy		Olga Lucía Vergara	Principal	X	
		Oscar Ortiz	Suplente		
		Paola A. Santana Plata	Invitada		
CERROMATOSO		José Ramón Mercado	Principal	X	
		José Ricardo	Suplente		
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Gina Pastrana Silva	Principal		
		Juan Carlos Serrato	Suplente	X	
		Libardo Villamizar	Invitado	X	
	ISAGEN	Omar Diego Madrid	Principal	X	

Agente	Empresa	Asistencia		
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	X
		Hernan Camilo Navarro		X
		Juan Carlos Rueda	Suplente	X
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	
		Stephania Bernier	Suplente	X
Distribuidor	CELSIA COLOMBIA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	X
		César Urrego	Suplente	X
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	X
		Jairo Serrano Luna	Invitado	X
Ministerio	MME	Luis Alejandro Marín	Invitado	X
		Juan Camilo Sánchez	Invitado	X
		Cristian Díaz	Invitado	
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretario	X
		Raúl Gil	Secretario	X
		Andrea Rojas	Secretario	
		Andrés Acosta	Secretario	X
		Héctor Rosero	Secretario	X
		Carlos Torres	Secretario	X
		Moisés Larrarte	Secretario	X

ORDEN DEL DÍA

1. Verificación del Quórum
2. Aprobación del Acta anterior
3. Informe Secretaría Técnica
4. Informe de XM – IPOEM / IPOEL e IRT
5. Pronunciamiento CAPT sobre obras de transmisión pendientes de aprobación
6. Avance proyectos de convocatorias
7. Temas definitivos Plan de Trabajo 2022
8. Varios

DESARROLLO

Se da inicio a la sesión No. 196 del CAPT. La UPME consulta a los asistentes sobre la posibilidad de grabar la reunión. Los miembros del CAPT estuvieron de acuerdo.

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

- Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al inicio de este documento.

2. APROBACIÓN DEL ACTA ANTERIOR

- Previa verificación del Quórum, se solicita la aprobación de las actas No. 194 y 195. Debido a que no se presentan observaciones adicionales a las presentadas previamente vía correo electrónico por parte de los miembros del Comité, se entienden aprobadas y se procederá con la firma de la presidencia del CAPT y de la Secretaría Técnica.

3. INFORME SECRETARÍA TÉCNICA

La UPME inicia con un resumen de lo que ha sido el Nuevo proceso de conexiones, en el marco de la Resolución CREG 075/2021.

Con respecto al estado del proceso (generación), se entregan cifras de la capacidad instalada, proyectos con capacidad aprobada, proyectos con capacidad liberada, capacidad pendiente por liberar, entre otros.

Frente al proceso de solicitudes, se presentan datos de capacidad solicitada por departamento, estado (evaluación, comentarios del transportador, trámite desistimiento y desistidas); y así como de las solicitudes que remitieron documentación asociadas a trámites ambientales (solicitudes evaluadas, clasificadas en Bolsa 1, 2 y 3, y solicitudes que requieren aclaraciones).

Finalmente, se entregan detalles de las modificaciones propuestas para la Resolución UPME 528 de 2021 y se presenta el proyecto de Resolución de definición de tarifas para cobro en UVT de cada trámite (entre los que se encuentra asignación de capacidad de transporte, cesión de capacidad, conexiones temporales, renovación de instalaciones de generación, entre otros).

- ISA INTERCOLOMBIA menciona que los proyectos de autogeneración que no inyectan excedentes al sistema podrían tener mayor celeridad en la evaluación, o incluso podría ser suficiente con informar de su existencia a la UPME por el hecho de hacer parte del SIN, pues no impactan al sistema como lo haría un proyecto que entrega excedentes de energía a la red.
- La UPME señala que en general y de acuerdo con la Resolución CREG 075 de 2021, a la Unidad deben llegar todas las solicitudes de conexión que no se encuentran enmarcadas en las disposiciones de la Resolución CREG 174 de 2021. En tal sentido, se resalta que todas las solicitudes deben surtir el trámite en los términos que establece la regulación vigente, y la Unidad debe actuar en conformidad con lo señalado en la norma.

4. INFORME DE XM - IPOEM / IPOEL E IRT

XM inicia presentando el Tercer informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP III 2022).

Con respecto al estado de las restricciones, se indica que se presentan 4 restricciones adicionales, pasando de 156 (cortes en alerta: 91 y cortes en emergencia: 65) a 160 (cortes en alerta: 94 y cortes en emergencia: 66) desde el segundo IPOEMP de 2022 hasta el tercer IPOEMP de 2022.

Por área operativa, se presentan los proyectos de expansión 2022-2023 que generan mayor impacto en el SIN. Además, se entrega información de capacidad existente y esperada hacia 2023 desagregada en áreas operativas, para un escenario de mediano plazo.

De acuerdo con los resultados de la evaluación de la fortaleza eléctrica de la red (SCR/CSCR), se sugiere a la UPME:

- ✓ Hacer uso de las métricas SCR y WSCR en los análisis de Planeamiento de la expansión y en la evaluación de los puntos de conexión.
- ✓ Establecer umbrales mínimos de WSCR por subárea o zona de influencia eléctrica para que de los estudios de planeamiento operativos se cuente con mayor certeza del requerimiento de equipos con aporte de corto circuito, o capacidad admisible de recursos FERNC por zona eléctrica o de influencia.
- ✓ Priorizar proyectos de expansión que permitan fortalecer la red, especialmente en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR.
- ✓ Considerar que para mantener una operación segura y confiable ante la penetración de recursos FERNC, el sistema requiere cierto grado de fortaleza de red (cortocircuito).

Del análisis de respuesta de inyección de corriente reactiva durante fallas, se sugiere a los promotores correspondientes a la subárea Meta y Arauca, aplicar simulaciones a detalle para evaluar las tensiones de falla y post falla de acuerdo con la Resolución CREG 060 de 2019.

Dentro de las conclusiones y recomendaciones entregadas, se encuentra:

- ✓ La subárea GCM mantiene la declaración de estado de emergencia realizada desde abril 2022, dada la ocurrencia del fenómeno de recuperación lenta inducida del voltaje por fallas.
- ✓ Se han evidenciado elementos de red que están alcanzando su capacidad nominal de corriente en el área Caribe y que se han observado nodos del STR sobre los que se registran valores de tensión cercanos a los límites regulatorios en estado estacionario, lo que en ocasiones ha producido desatención de la demanda.
- ✓ Con la entrada de nuevos proyectos se ha evidenciado incremento en el perfil de tensión en algunos nodos del área Caribe - subárea GCM. Por lo tanto, se sugiere a la UPME evaluar la instalación de equipos dinámicos de compensación de reactivos, preferiblemente con aporte de corto circuito, de forma que sea posible mantener el control de tensión y contar con mayor estabilidad de los recursos basados en inversores.
- ✓ Debido a la necesidad de implementar proyectos que eliminen las restricciones debidas

a la configuración radial en el área Caribe, se sugiere a la UPME acompañar el crecimiento de la red del STN con proyectos del STR ya que usualmente el impacto de sus restricciones son las que definen la capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión.

- ✓ Para el área de Antioquia no se cuenta con obras asociadas a la restricción de baja tensión en los nodos de la red de DISPAC 110 kV ante contingencia sencilla, ni ante sobrecargas que se pueden presentar con la entrada de la primera etapa de Hidroituango (1200 MW).
 - ✓ Ante la entrada de la planta solar Las Marías de 99,5 MW en el área Suroccidental, se requiere implementar el proyecto de aumento de capacidad de los TC's de 300/5 a 600/5A de algunos de los circuitos, de forma que se garantice la operación segura de la red.
 - ✓ Para el área Oriental se identifican contingencias adicionales susceptibles de incluir en el listado de red normal. Además, y con el objetivo de contar con un mejor aprovechamiento del crecimiento de generación renovable en la subárea Meta, se resalta la importancia de la entrada de los transformadores de Santa Helena 230/115 kV, la subestación Catama y la repotenciación del circuito Ocoa-Santa Helena 115 kV.
 - ✓ Para el área Nordeste se espera la entrada de 600 MW de generación solar. Con respecto a las unidades de Sogamoso, éstas mantienen la limitación en la curva PQ (aporte y absorción de potencia reactiva). En adición, en Arauca se presenta la restricción de los transformadores de Caño Limón 230/34.5 kV, la cual no puede gestionarse con balances de generación. Finalmente, se tienen implementados 4 Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS), uno por sobrecarga en el STR y los tres restantes, para mitigar posibles violaciones por baja de tensión en nodos de la subárea Santander.
-
- Sobre los proyectos con mayor impacto en el SIN 2022-2023 en el área Caribe, XM precisa que las fechas de los proyectos de Almacenamiento de energía con Baterías y Atlántico, aún no han sido actualizadas de manera oficial en el portal MDC (Modelo de Datos Común).
 - La UPME indica que es necesario tener en cuenta que el nombre de la subestación Termocol cambió formalmente a Bonda 220 kV, la claridad se hace para evitar posibles problemas jurídicos relacionados con la obra de expansión.
 - Sobre el área Oriental, ENEL Colombia considera pertinente que para el siguiente informe se modifique la FPO vigente del proyecto Nueva Esperanza 2 500/115 kV (FPO en diciembre de 2023). La UPME confirma que la FPO para diciembre de 2023 no se podrá cumplir pues EPM como propietario de la subestación Nueva Esperanza 500 kV no manifestó interés en desarrollar la bahía de transformación mediante el mecanismo de ampliación, e informa que está revisando cómo proceder en este caso.
 - ENEL Colombia solicita evaluar una posible sinergia entre la línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, con la entrada en operación del transformador, con el fin de evitar contingencias N-1 que no se cubran. Se sugiere a XM considerar dichos cambios para el próximo informe.
 - XM indica que sobre el área Oriental ha manifestado la necesidad de que la bahía de 500 kV llegue al mismo tiempo que la red de 115 kV, esto con el objetivo de contar con una mejor confiabilidad y evitar condicionar obras.

XM continúa con la presentación del Tercer informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP III 2022), Resumen de restricciones a 2033.

Se entrega un análisis de restricciones a 2033 considerando todos los proyectos previstos para entrar en el horizonte de 2024 a 2033.

Para el área de Antioquia se observaron 7 restricciones, 1 por baja tensión, y las demás asociadas a sobrecargas. Se registran limitaciones de generación y por baja tensión en la red del STR del Chocó.

En el área Caribe hacia 2033 se tienen previstas 39 restricciones; 13 de ellas corresponden al área Bolívar; seguido de Atlántico con 12; Córdoba, Sucre y Cerromatoso con 8; y GCM con 6 restricciones. El límite de exportación para 2033 está asociado a la sobrecarga de circuitos de la red interna, ante contingencias sencillas especialmente en GCM y Atlántico. Incluso, en estas áreas y algunos circuitos, se identificaron bajos valores de SCR, lo que podría indicar debilidad en las barras en relación con la generación basada en inversores que se conectará. Por lo tanto, la recomendación va encaminada a repotenciar la red o mejorar los circuitos, de forma que mejore el desempeño.

Finalmente, el límite de importación para el área Caribe se incrementa de 2.000 MW a 2.300 MW con el ingreso de nuevos proyectos de transmisión. También disminuye el requerimiento del mínimo número de unidades, pasando de 9 a 5 unidades equivalentes.

Con respecto al área Nordeste, se identificaron 9 restricciones, de las cuales 4 se ubican en Norte de Santander, 3 en Boyacá - Casanare y 2 en Arauca. En Santander no se observan restricciones. De los resultados del análisis de integración de FERNC, se recomienda a los agentes contrastar con evaluación a detalle las métricas SCR e inyección de corriente reactiva ante fallas, para la definición y dimensionamiento de equipos.

En el área Oriental se registran 11 restricciones, el 55% se presentan en la subárea Bogotá y el 45% en la subárea Meta. La Importación del área se sitúa en 900 MW supeditado a los proyectos de expansión de la zona. Del análisis de integración de FERNC, se encuentra que la métrica WSCR tiene valores cercanos a 5 y de SCR inferiores a 3, lo que podría provocar debilidad de la red. Se sugiere a los promotores hacer las evaluaciones respectivas para evitar que dicha situación se materialice.

Finalmente, para el área Suroccidental, se identifican 24 restricciones, de las cuales 9 se presentan en Cauca - Nariño, 8 en el Valle y 7 en Tolima - Huila. En este caso, se observa atrapamiento de generación de 28 MW en El Zaque - Popayán 1 115 kV / El Zaque - San Martín 1 115 kV. También se observa limitación o restricción en la atención de la demanda en algunos transformadores y circuitos. Del análisis de integración de FERNC, para las subáreas Cauca - Nariño, Huila - Tolima y CQR se encontraron valores de WSCR menores o iguales a 5. Se recomienda a los promotores adelantar los estudios a los que haya lugar y tomar medidas para garantizar una operación segura y confiable de sus plantas ante las diferentes condiciones de la red.

XM cierra su intervención con la presentación del (ITR) Informe Trimestral de Restricciones 2022 T3

Objetivo: presentar los análisis realizados por el CND de acuerdo con lo establecido en la

Resolución CREG 062 de 2000, Art. 9. En dichos términos, se busca: proponer obras para desmontar/deshabilitar ESPS, proponer obras para eliminar cortes, proponer obras para eliminar radialidades y mitigar costos asociados a generación fuera de mérito. Para los análisis, se consideró la demanda proyectada a 2033 y los proyectos en operación hasta 2033 (IPOELP II - 2022).

Los resultados de la evaluación de cortes en el SIN se presentan desde los trimestres: T3-2021, hasta T2-2022 para corte activo natural (los reportados en los IPOEMP) y corte por mantenimiento (evaluados en operación real, producto de los mantenimientos o restricciones de red, durante el día de revisión).

Asimismo, se presentan los resultados de la evolución de la energía fuera de mérito. Se encontró que el 86% de las restricciones encontradas, se registran en el área Caribe, seguido del 5% en el área Oriental, 4% en Antioquia, 3% en Suroccidente y 3% en Nordeste.

Ahora bien, la mayor proporción de demanda desatendida en el SIN por condición de red radial, se presentó en el área Caribe: GCM y Bolívar (53%), seguido del área Nordeste (27%) y Sur (15%). Los porcentajes más bajos se presentaron en las áreas Oriental, con 4% y Antioquia con 2%. Vale la pena mencionar que los resultados encontrados para el área Nordeste estuvieron relacionados con la ocurrencia de un deslizamiento en Arauca, lo que provocó desatención de la demanda.

Para terminar, se presentan obras o refuerzos que se podrían implementar para mejorar la situación operativa de cada área (Antioquia, Caribe, Bolívar, Suroccidental y Sur)

- CELSIA consulta si se ha revisado la posibilidad de cambiar el nivel de tensión de la red de 66 kV (subestaciones Zaragocilla 66 kV y Chambacú 66 kV) a 110 kV.
- La UPME señala que el tema se ha revisado en ocasiones anteriores. Sin embargo, resalta que se requeriría una valoración económica sobre las implicaciones de ajustar estos niveles de tensión y normalizarla (algunos tramos no cumplen RETIE), ya que dichas obras tendrían que ser ejecutadas en redes subterráneas, dada la complejidad de construir redes áreas.
- Por otro la, la UPME manifiesta que para el caso de la propuesta de instalar una compensación dinámica en la subestación Banadía 230 kV, además de revisar los temas eléctricos es necesario considerar la disponibilidad de espacio físico.
- Finalmente, CERROMATOSO resalta que inicialmente la red fue diseñada para ser energizada a 110 kV, pero finalmente fue energizada a 66 kV.

5. PRONUNCIAMIENTO CAPT SOBRE OBRAS DE TRANSMISIÓN Y CAMBIOS DE FPO PENDIENTES DE APROBACIÓN

La UPME procede con la presentación de las obras que requieren pronunciamiento por parte de los miembros del comité.

1. Reconfiguración S/E Banadía 230 kV.

Esta obra incluye la normalización de la Subestación ya que esta se encuentra incompleta por lo que no obedece a una configuración barra sencilla. Se propone pasar de la configuración Barra sencilla a Barra principal más transferencia.

El objetivo es evitar la suspensión del servicio ante mantenimientos programados. Con esta

obra se espera fortalecer el suministro de energía eléctrica en el área oriental. Esta obra se configura como un alcance a la obra de convocatoria Alcaraván – Banadía – La Paz 230 kV, la cual cuenta con FPO estimada para el año 2025; no obstante, a la fecha se tiene pendiente un cambio de FPO de esta obra.

Debido a la estrecha relación de la obra Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV, el análisis económico de la reconfiguración se realiza en conjunto, encontrando que la relación B/C es de 3.63.

- GEB consulta si dentro de la evaluación de los beneficios se consideró la conexión de un generador, y si el mismo sería considerado en la convocatoria, de manera que sea necesario solicitar la garantía correspondiente.
- La Unidad manifiesta que sí está considerado dentro de los beneficios la apertura de capacidad para la conexión de un nuevo bloque de generación. Y si bien, inicialmente estaba prevista la conexión de generación en ese punto, la capacidad para dicha generación fue liberada. En todo caso, existe la posibilidad de que se reciba una nueva solicitud de conexión en dicho punto.

Además, la UPME resalta que más allá de la posibilidad de conectar nueva generación, se requiere normalizar la subestación, pues en las condiciones en las que fue definida, no podría recibir el proyecto de la línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz. Por otro lado, se confirma que dadas las circunstancias, la valoración económica que se presenta no incluye la conexión de nueva generación en Banadía.

- CELSIA COLOMBIA consulta si la UPME realizó una validación de espacios físicos durante los análisis, a lo que la Unidad precisa que con Oleoducto Bicentenario y la filial Ecopetrol se encuentran en revisión de lotes, dadas las limitaciones de espacio.
- XM consulta si hubo alguna consideración sobre el cuarto transformado en Caño Limón.
- La UPME refiere que se recibió una solicitud de conexión de toma de carga de 20 MW adicionales. Sin embargo, la Entidad no ha aprobado transformadores adicionales, ya que estos son privados. En tal sentido, se propone poner en funcionamiento el transformador de reserva. En todo caso, este análisis se encuentra en el marco de la revisión de las solicitudes de conexión del presente año.
- La UPME resalta que en ningún escenario se están propiciando comentarios particulares sobre solicitudes de conexión en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021. Recomienda tratar dichos temas de forma general, pues son proyectos que no tienen conexión aprobada.
- GEB consulta a la UPME con respecto a las afectaciones que tiene la inclusión de esta nueva obra en la convocatoria de Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV. Al respecto, la Unidad señala que no se presenta afectación en la convocatoria, e incluso, se podría ejecutar dentro del mecanismo de ampliación. Ante la eventual necesidad de ajustar temas para la selección, se podría adelantar dicho trámite, ya que a la fecha la convocatoria no ha salido.
- ISA INTERCOLOMBIA consulta a la UPME sobre la posibilidad de proponer una configuración más robusta para la subestación de Banadía 230 kV. Además, indaga sobre la razón para haber seleccionado la configuración de barra principal más transferencia. La UPME refiere que la razón se debe a un tema de disponibilidad de espacio, pues se tiene una limitante para otra configuración diferente a barra principal más transferencia. Se sugiere revisar con ISA INTERCOLOMBIA, validando la disponibilidad de espacio para la subestación.

- Sierra-Col Energy consulta si es posible incluir dentro de la obra Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV, la recomendación realizada por XM con respecto a cambiar la compensación estática por una dinámica. La UPME aclara que dicha observación tiene otra implicación, y que no es posible detener la convocatoria por un hallazgo reciente. En este punto, no es posible detener el proceso, pues el proyecto es prioritario.

2. Línea de Transmisión HVDC - Alta Guajira.

Esta obra está motivada por la disponibilidad de recursos eólicos en la Guajira. Además, por la posibilidad de explotar y transportar la energía generada hacia el centro del país (centros de consumo). Se propone una solución de red en HVDC permitiendo transferir una potencia de 3000 MW. La longitud estimada de la línea es de alrededor de 700 km

A continuación se presentan las alternativas propuestas:

1. Conexión desde la subestación Colectora 2 500 kV a la subestación Cerromatoso 500 kV: Para esta opción, un posible trazado mixto, combinando tramos marítimos y terrestres, presenta una relación B/C de 0.85. Para el caso de un recorrido terrestre en su totalidad, la relación B/C asciende a 1.58.

2. Conexión desde la subestación Colectora 2 a la subestación Primavera 500 kV: Esta alternativa contempla únicamente un trazado terrestre y presenta una relación B/C de 1.64.

De los análisis realizados, se encuentra que si bien las tres alternativas son viables desde el punto de vista técnico, la alternativa recomendada es la interconexión a la subestación Primavera 500 kV.

- XM consulta sobre qué generación y qué obras de expansión se consideraron para los análisis realizados. La UPME indica que se tuvo en cuenta las expansiones definidas en el Plan de Expansión 2020 – 2034. Igualmente, el parque de generación conformado por los proyectos aprobados por la UPME, y el escenario de muy largo plazo definido en el plan de generación.
- GEB pregunta a la UPME si para las relaciones B/C presentadas se tuvo en cuenta los refuerzos de red que se indicaron en sesiones anteriores del CAPT. Al respecto, la UPME confirma que para la valoración económica se incluyeron los refuerzos de red requeridos en el STN, identificados con la entrada de la línea HVDC.
- ENEL Colombia consulta si la subestación Colectora 2 recibiría todo en DC. A su vez, propone que todos los proyectos de generación que se conectan a Colectora 2 lleguen en DC, ya que con esto se tienen beneficios a nivel técnico.
- La UPME precisa que la subestación Colectora 2 agrupará todo el parque de generación contemplado en los análisis técnicos (3000 MW). Adicionalmente, se aclara que para solventar una contingencia de salida de uno de los polos, se propone la interconexión entre las Colectoras 1 y 2 (refuerzo en AC) para evacuar la energía a través del enlace Colectora 1- Cuestecitas 500 kV.
- GEB considera que valdría la pena adelantar un cálculo que permita conocer el impacto en la tarifa de energía, a razón de la ejecución del proyecto. La UPME indica que es posible tener en cuenta dicha observación para el documento del Plan, procedimiento que no es condicional para los trámites de esta reunión.

La UPME continúa con la presentación de los cambios de FPO de las obras de expansión que requieren pronunciamiento por parte de los miembros del Comité.

1. *Reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV.*
FPO Propuesta: 11/2025.
2. *Corte Central Subestación Chinú 500 kV.*
FPO Preliminar: 6/2023 - FPO Propuesta: 11/2023.
3. *Obras en subestación San Marcos.*
FPO Preliminar: 12/2024 - FPO Propuesta: 12/2024
4. *Tercer Transformador Bolívar 500/220 kV.*
FPO Preliminar: 11/2025 - FPO Propuesta: 06/2026. Debido a que la S/E posiblemente requiere adecuaciones desde el punto de vista físico.
5. *Línea de transmisión HVDC - Alta Guajira.*
FPO Preliminar: 11/2028 - 11/2032. FPO Propuesta: 11/2032. Es una sola fase.
6. *Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV.*
FPO Preliminar: 12/2025. FPO Propuesta: 12/2025.
7. *Segundo Transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV.*
FPO Preliminar: 12/2024. FPO Propuesta: 12/2024.

La UPME prosigue con la presentación de los cambios de FPO de las obras de expansión aprobadas por parte del Ministerio de Minas y Energía, datos entregados a manera de información.

1. *Proyecto Salamina.*
FPO CAPT 193/MME: 12/2026. FPO Propuesta 1: 05/2027.
 2. *Proyecto San Lorenzo.*
FPO CAPT 193/MME: 10/2026. FPO Propuesta 1: 03/2027.
 3. *Proyecto Cabrera.*
FPO CAPT 193/MME: 10/2026. FPO Propuesta 1: 03/2027.
 4. *Proyecto Pasacaballos.*
FPO CAPT 193/MME: 08/2026. FPO Propuesta 1: 01/2027.
 5. *Proyecto Alcaraván.*
FPO CAPT 193/MME: 02/2027. FPO Propuesta 1: 07/2027.
 6. *Proyecto La Paz.*
FPO CAPT 193/MME: 01/2028. FPO Propuesta 1: 06/2028.
 7. *Proyecto Carreto.*
FPO CAPT 193/MME: 10/2026. FPO Propuesta 1: 03/2027.
- Para las FPO propuestas se adicionaron 5 meses a las FPO CAPT 193/MME de las obras, las cuales corresponden al tiempo empleado por el Ministerio de Minas y Energía para suscribir resolución que aprueba la modificación de la FPO de las obras previamente listadas.

Esta modificación no altera la relación B/C de ninguna obra.

- XM propone que se amplíe el plazo del análisis de la expansión de las redes en el país, ello con el objetivo de analizar obras que se requieran a más largo plazo, identificar restricciones y acciones a tomar de forma oportuna.
- La UPME confirma que ha sido insistente en anticipar y ser oportunos en la planeación, y en la ejecución de este tipo de proyectos.
- CELSIA consulta sobre el tiempo que le tomaría al Ministerio sacar la modificación del Plan de Expansión definitivo (Proyecto Salamina, San Lorenzo, Cabrera, Pasacaballo, Alcaraván, La Paz y Carreto). Al respecto, la UPME responde que no tomaría más de algunos días.
- Además, CELSIA también consulta por el tiempo que tomaría sacar la convocatoria de los proyectos de expansión previamente referenciados. Frente a esto, la UPME indica que ha venido avanzando en el tema de las garantías, y una vez la Resolución sea expedida, se estará haciendo la solicitud formal de garantías para entrega a más tardar en el término de un mes. Así se abrirá de forma oficial la convocatoria.
- El Ministerio señala que se dará trámite lo más pronto posible, para dar paso a la firma de la Ministra **en un par de días**.
- GEB consulta si dentro de las fechas presentadas (FPO de las obras de expansión), se consideró la reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV, la cual pasaría a ser barra principal y transferencia. Además, consulta si la alternativa para la interconexión de la línea HVDC es la que considera llegada a la subestación Primavera 500 kV. Finalmente, solicita se clarifique si las obras de refuerzo adicionales que se requieren están incluidas dentro del Plan, ya que considera se podrían precisar en un listado.
- En este caso la UPME expresa que los costos de las obras se están considerando de forma amplia y no detallada, y con dichos estimados se calcula la relación B/C. Sin embargo, las obras complementarias pueden requerir un tema de precisión, lo que necesitaría un ciclo adicional.

Pronunciamiento del CAPT sobre las obras presentadas.

Una vez socializadas las obras y considerando que ya han sido sometidas a comentarios por parte de los miembros del CAPT en sesiones anteriores, se solicitó el pronunciamiento por parte del CAPT sobre la aprobación de las obras en revisión:

1. *Reconfiguración S/E Banadía 230 kV.*
2. *Línea de Transmisión HVDC - Alta Guajira.*
3. *Obra de Corte Central S/E Chinú 220 kV*
4. *Obras en S/E San Marcos 500 kV*
5. *Tercer transformador Bolívar 500/220 kV*
6. *Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV*
7. *Segundo Transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV*

Se encuentran de acuerdo y sin objeciones los siguientes miembros del CAPT:

1. Celsia
2. TEBSA
3. SierraCol Energy
4. Cerromatoso

5. Enel Colombia
6. ISAGEN
7. Air-E
8. ISA INTERCOLOMBIA
9. EPM
10. GEB

Al respecto, la Unidad aclara que XM, MME y UPME no votan. Se resalta que Ecopetrol fue llamado a consulta en dos oportunidades, sin obtener pronunciamiento alguno de su parte. Así las cosas, 10 de los 11 participantes estuvieron de acuerdo con las obras presentadas, por lo que se aprueban en su totalidad.

- En adición, ISA INTERCOLOMBIA sugiere revisar con UPME la configuración propuesta para la Obra de la Subestación Banadía 230 kV.
- La UPME acepta e indica que se validará la disponibilidad de espacio con la configuración sugerida por ISA INTERCOLOMBIA. En caso de un cambio mayor sería necesario citar a un CAPT extraordinario.
- GEB consulta si la UPME evaluó la posibilidad de construir una subestación nueva en lugar de normalizar la Subestación Banadía 230 kV. La UPME precisó que no se consideró una SE nueva. Sin embargo, se define un cronograma más amplio, de manera que las adecuaciones necesarias puedan tomar el suficiente tiempo para completar la obra.

Pronunciamiento del CAPT frente a las modificaciones de cambios de FPO de las obras de expansión.

Una vez socializados los cambios de FPO de las obras, se solicitó el pronunciamiento por parte del CAP sobre los cambios de FPO asociados a las siguientes obras:

1. *Reconfiguración Banadía 230 kV.*
FPO Propuesta: 11/2025.
2. *Corte Central Subestación Chinú 500 kV.*
FPO Preliminar: 6/2023 - FPO Propuesta: 11/2023.
3. *Obras en subestación San Marcos.*
FPO Preliminar: 12/2024 - FPO Propuesta: 12/2024
4. *Tercer Transformador Bolívar 500/220 kV.*
FPO Preliminar: 11/2025 - FPO Propuesta: 06/2026. Debido a que la S/E posiblemente requiere adecuaciones desde el punto de vista físico.
5. *Línea de transmisión HVDC - Alta Guajira.*
FPO Preliminar: 11/2028 - 11/2032. FPO Propuesta: 11/2032. Es una sola fase.
6. *Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV.*
FPO Preliminar: 12/2025. FPO Propuesta: 12/2025.
7. *Segundo Transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV.*
FPO Preliminar: 12/2024. FPO Propuesta: 12/2024.

Se encuentran de acuerdo y sin objeciones los siguientes miembros del CAPT:

1. Celsia
2. TEBSA
3. SierraCol Energy
4. Cerromatoso
5. Enel Colombia
6. ISAGEN
7. Air-E
8. Intercolombia
9. EPM
10. GEB

- En este caso, 10 de los 11 participantes estuvieron de acuerdo con los cambios de FPO presentados, teniendo en cuenta que Ecopetrol fue llamado a consulta, sin obtener pronunciamiento alguno de su parte, por lo que se aprueban en su totalidad.
- ISA INTERCOLOMBIA, consulta para cuando se tiene planeado la adjudicación de la convocatorias de la Alcaraván y la Paz, debido a que este proyecto se encuentra en un área en donde se tienen algunas complicaciones para la construcción de obras. En tal sentido, es posible que con la nueva fecha no sea suficiente para la construcción de la obra.
- La UPME está de acuerdo en que las etapas venideras deberán darse de forma oportuna, sin comprometer los plazos, lo cual deberá ser aplicable para todos los proyectos a los cuales se les está aprobando la modificación de la FPO.

6. AVANCE DE PROYECTOS DE CONVOCATORIAS

La UPME inicia con la presentación del avance de los proyectos ejecutados mediante convocatoria y mediante ampliación.

1. **Proyecto Bonda - Río Córdoba:** FPO de noviembre de 2023. GEB decidió licenciar el proyecto en dos tramos. El primero ya cuenta con licencia ambiental y para el segundo, el Estudio de Impacto Ambiental se radicó en octubre de 2022.
2. **Proyecto FACTS en Atlántico:** FPO de junio de 2024. Se encuentra en construcción.
3. **Proyecto FACTS en Magdalena:** FPO de diciembre de 2022 (fecha que según Transelca, podría moverse al primer trimestre 2023, información no oficial aún). Se encuentra en construcción.
4. **Proyecto Atlántico:** FPO de enero de 2024. Se encuentra en construcción. Se ha presentado oposición a la construcción de la subestación Magdalena por parte de la comunidad.
5. **Proyecto Baterías:** FPO de septiembre de 2023. Se seleccionó el lote y no requiere Licencia Ambiental.
6. **Proyecto Termoflores – El Río - Tebsa:** FPO de diciembre de 2022. Finalizando construcción.
7. **Proyecto Sabanalarga – Bolívar:** FPO de enero de 2023. Finalizando construcción.
8. **Proyecto La Marina:** FPO de abril de 2024. Avanza la construcción, ya cuenta con permisos de las entidades correspondientes. En este caso es necesario validar con XM la FPO, pues la UPME hasta el momento no cuenta con alerta de entrada en operación para 2026.
9. **Proyecto Chinú – Tolviejo - Bolívar:** Proyecto licenciado en dos tramos, para el tramo Chinú - Tolviejo la FPO es Abril de 2024, tramo en construcción. Para el tramo Bolívar - Tolviejo, se tiene una FPO Junio 2024 (la alerta en este caso es debida a que la Autoridad Ambiental archivó Licencia Ambiental, por lo que Celsia interpuso Recurso de Reposición, y

a la fecha aún no hay respuesta).

10. **Proyecto Carrieles:** FPO de enero de 2025. En elaboración EIA, se espera que su radicación se dé en el primer trimestre del año 2023.
11. **Proyecto Virginia – Nueva Esperanza:** FPO de marzo de 2024. En construcción y en curso dos evaluaciones de modificación de la Licencia Ambiental.
12. **Proyecto Refuerzo Suroccidente:** para los tramos Medellín – Virginia y Alférez – San Marcos, se tiene una FPO de abril de 2023, y se encuentran en construcción. Para el tramo 2, Virginia – Alférez: FPO diciembre de 2024. Trámites ambientales - La Comunidad solicitó audiencia pública, se espera que pueda darse al inicio del año 2023.
13. **Proyecto Pacífico:** FPO de mayo de 2025. El Diagnóstico Ambiental de Alternativas fue presentado, la Autoridad solicitó información adicional.
14. **Proyecto Quimbo - Alférez:** FPO de diciembre de 2022. En construcción con dificultades debido al clima.
15. **Proyecto Chivor – Norte – Bacatá:** FPO de junio de 2025. En construcción en tramos donde es permitido. El EIA para la subestación del Norte se encuentra en desarrollo y se espera sea radicado en el primer semestre del año 2023.
16. **Proyecto Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza:** FPO junio de 2025. En construcción en tramos donde es permitido.
17. **Proyecto La Loma – Sogamoso:** FPO de junio de 2024. En trámites ambientales.
18. **Proyecto Guatapurí:** FPO de junio de 2023. Trámites ambientales.
19. **Proyecto La Loma STR:** FPO de Julio de 2023. Trámites ambientales - se encuentra suspendida por tutela consulta previa de la comunidad.
20. **Proyecto Segundo Circuito Copey - Cuestecitas:** FPO de marzo de 2024. Proyecto en construcción.
21. **Proyecto Segundo Circuito Cuestecitas - La Loma:** FPO de agosto de 2024. Se otorgó licencia, sin embargo GEB interpuso Recurso de Reposición, en espera de respuesta por parte de la Autoridad Ambiental.
22. **Proyecto Copey – Cuestecitas y Copey - Fundación:** FPO de noviembre de 2023. En construcción.
23. **Proyecto Colectora:** El proyecto está siendo licenciado en dos tramos. Para el tramo Colectora – Cuestecitas: FPO junio de 2025. Se han protocolizado 195 comunidades de 212. Hay alerta por las comunidades que faltan, debido a expectativas e inconvenientes al interior de las mismas. Para el tramo Cuestecitas – La Loma: FPO octubre de 2023. Se otorgó Licencia Ambiental, sin embargo GEB interpuso Recurso de Reposición, en espera de respuesta por parte de la Autoridad Ambiental.

- ISA INTERCOLOMBIA solicita que para el caso del proyecto Refuerzo Suroccidente se cambie el nombre de la subestación Medellín por Heliconia. La UPME indica que se está haciendo un trámite al interior de la Unidad, y que es necesario informar a GEB para que se modifique el nombre de los tramos y de la subestación.
- ISA INTERCOLOMBIA aprovecha para solicitar a la UPME enviar una comunicación para la solicitud de cambio de nombre de la subestación Termocol por Bonda. Con relación a la solicitud, la UPME informa que el cambio de Termocol por Bonda está registrado en un Plan de Expansión. Se podría generar una comunicación particular a modo informativo.

7. TEMAS DEFINITIVOS PLAN DE TRABAJO 2022

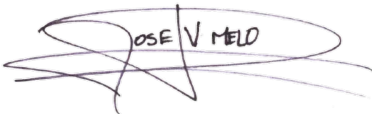
- GEB hace moción de orden con respecto al tiempo para el cumplimiento de la agenda. Además, propone que el Plan de Trabajo se centre en el año 2023.
- La UPME a su vez propone programar una reunión particular para abordar el Plan de trabajo. Los miembros del Comité estuvieron de acuerdo en realizarla en la siguiente sesión.

- ISA INTERCOLOMBIA consulta si el orden de priorización del Plan de Trabajo conversado en la sesión anterior se mantiene o ha sufrido alguna modificación.
- La UPME confirma que la priorización del Plan de Trabajo se mantiene, pues no se recibieron comentarios en las actas de sesiones anteriores.
- Sobre el numeral 4 del Plan de Trabajo, ISA INTERCOLOMBIA solicita ajustar el ítem “Análisis y seguimiento de las pérdidas del SIN” por “Análisis y seguimiento de las pérdidas del STN”. También consulta por la previsión de reuniones o temas que se esperan tratar en lo que resta del año y finaliza solicitando las fechas estimadas para apertura de convocatoria de las obras, o aclaración sobre si están condicionadas a la salida de la Resolución por parte del Ministerio. Adicionalmente solicita se informe sobre el tiempo estimado que podría tomar el trámite por parte del Ministerio.
- La UPME indica que se prevé adelantar la siguiente reunión hacia la tercera semana de noviembre (de carácter presencial) y una última reunión hacia la segunda o tercera semana de diciembre (podría ser de carácter virtual).
- La UPME enfatiza en que los procedimientos están definidos, sin embargo, aclara que antes de publicar una convocatoria de manera oficial, se requiere que el proyecto esté adoptado por el Ministerio, incluso en el caso de cambios de FPO. Posteriormente, la Unidad debe solicitar las garantías a que haya lugar, una vez la Resolución sea expedida por el Ministerio y se encuentre en el Diario Oficial. Al término de que el interesado constituya la garantía, y ésta se apruebe, la UPME puede abrir la convocatoria, antes no es posible, salvo algunos casos muy particulares.
- La UPME revisará agenda con GEB para citar lo más pronto posible el próximo CAPT.

8. VARIOS

- GEB indica que como presidente del CAPT se recibió invitación del MME para presentar la metodología del cálculo de servidumbres, enviada desde el CAPT en el marco de comentarios al documento en consulta del RETIE. Frente a esto, se hizo una presentación el viernes pasado 28 de octubre, en la que se contó con la participación de ISA INTERCOLOMBIA. Durante la sesión, surgieron comentarios, por lo cual se ofreció al Ministerio la disposición del CAPT para los análisis correspondientes, lo cual podría ser uno de los temas a tratar en el Grupo Técnico Regulatorio.
- La UPME indica que el acta del CAPT llevado a cabo, las presentaciones y la citación a la próxima sesión, se remitirán lo más pronto posible.

Se da por finalizada la sesión CAPT No. 196 hacia la 1:21 p.m.


José Vicente Melo (Juan Jacobo Rodríguez)
 Presidente


Javier Andrés Martínez
Gil
 Secretario Técnico