

CAPT No. 212

FECHA: 26 de agosto de 2025

MODALIDAD: PRESENCIAL

HORA: 8:00 AM

Tabla 1. Miembros del CAPT vigencia 2025 - 2026

Agente	Empresa	Asistencia
Transmisor	INTERCOLOMBIA	X
	EPM	X
	GEB	X
Gran Consumidor	DIACO	
	SIERRACOL	X
	CERRO MATOSO	X
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X
	CELSIA	X
	AIR-E	X
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X
Distribuidor	EBSA	X
CND (Invitado)	XM	X
UPME (Secretarios)	UPME	X

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Realizar el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 212, el cual tiene como objetivo votar los cambios de FPO del segundo circuito Urabá - Montería 230 kV, del segundo circuito Urabá-Urrá 230 kV y de la Subestación Corzo 500/115 kV, la votación por el proyecto Puerto Gaitán 230/115 kV y obras asociadas, así como la presentación del avance de obras a incorporar en el plan de expansión.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212
ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
1. Verificación del quórum	UPME	8:30 - 8:45
2. Informe Mesa Ambiental	UPME	8:45 - 9:10
3. Informe convocatorias	UPME	9:10 - 9:45
4. Presentación obras para cambio de FPO: <ul style="list-style-type: none"> • Cambio de FPO segundo circuito Urabá-Montería 230 kV y segundo circuito Urabá-Urrá 230 kV. • Cambio de FPO Subestación Corzo 500/115 kV y obras asociadas. 	UPME	9:45 - 10:45
Descanso (15 min)	TODOS	10:45 - 11:00
5. Presentación obras de expansión: <ul style="list-style-type: none"> • Nueva Subestación Puerto Gaitán 230 kV. • Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental (Resumen avance actual) • Subestación la Gaitana 230/115 kV. 	UPME	11:00 - 12:00
6. Votación de las obras propuestas (20 min): <ul style="list-style-type: none"> • Se realiza votación en bloque por las obras. 	TODOS	12:00 - 12:30
7. Varios	TODOS	12:30 - 13:00

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:30 am: se da inicio al CAPT 212

Se procede con la verificación de los miembros del CAPT de acuerdo con la tabla presentada al comienzo de este documento. Una vez confirmada la asistencia, se constató el quórum reglamentario necesario para dar apertura a la reunión.

La sesión CAPT 212 comenzó con la presentación oficial del Ing. Carlos Alberto Rodríguez como nuevo Subdirector de Energía Eléctrica de la Unidad. Asimismo,

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

se presentó al Ing. Luis Fernando López, designado como Coordinador de Transmisión, y al Ing. Manuel Octavio Acevedo, quien asumió el rol de Coordinador Técnico.

2. Informe Mesa Ambiental

Se realiza la presentación de la mesa ambiental, en primer lugar recordando a los asistentes el propósito de esta mesa, la cual es asesorar a la UPME en materia socioambiental de proyectos de transmisión de energía eléctrica; posteriormente se presentan las actividades desarrolladas en las dos sesiones que se han llevado a cabo este año (abril y mayo), donde principalmente se presentaron los documentos de Alertas Tempranas de los proyectos Nueva Montería - Río Sinú 110 kV, Nueva Subestación Aguaclara 230 kV y líneas de transmisión asociadas, y Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV y líneas de transmisión asociadas; junto con lo anterior se ha avanzado también en la planeación del taller que se prevé llevar a cabo en el segundo semestre con entidades involucradas del sector (ANLA, MADS, DANCP, ICANH, etc.), con el fin de que se tenga un conocimiento más certero de los proyectos de transmisión y sus implicaciones, dada la alta rotación de los evaluadores de estas entidades y para lograr también un acercamiento más directo con dichas entidades; la realización de este taller depende de la consecución de los recursos logísticos, pues al ser propuesto de manera presencial, se requiere un espacio adecuado que garantice la asistencia adecuada de las personas; lo que resta del año se tiene previsto llevar a cabo entre 2 y 3 sesiones donde se discutirán los temas pertinentes al taller y la presentación de las demás convocatorias.

3. Informe Convocatorias

- Se han abierto nueve convocatorias en el año, con la meta de llegar a 10 o 15 antes de finalizar el año.
- Se resolvieron problemáticas regulatorias para la repotenciación de líneas Magangué-Mompox y se explicó la coordinación necesaria entre obras de Magangué STN y STR.
- Se discutió la importancia de no aplazar fechas de entrega de sobres para

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

no afectar la FPO (Fecha de Puesta en Operación) y la necesidad de coordinación entre adjudicación y ejecución de proyectos.

- Se propuso crear un grupo de trabajo para revisar la regulación (Resolución CREG 015 de 2018) y mejorar el despliegue de infraestructura STR.
- En respuesta a la inquietud planteada por ENLAZA – GEB sobre el futuro de la convocatoria de La Paz 230/115 kV, la Unidad informa que se evaluará la construcción de una nueva subestación Banadía 230/115 kV como alternativa, adyacente a la actual. Esta opción busca evitar la reconfiguración de la subestación existente, proceso que resulta altamente complejo.

4. Obras para cambio de FPO

4.1. Cambio de FPO segundo circuito Urabá-Montería 230 kV y segundo circuito Urabá-Urrá 230 kV

Se presentaron los resultados obtenidos y su respectivo análisis técnico, de la nueva propuesta de cambio de FPO para las líneas Montería - Urabá 2 230 kV y Urabá - Urrá 2 230 kV. En los resultados se evidenciaron mejoras en los perfiles de tensión de diversas subestaciones eléctricas y disminución de la cargabilidad en elementos del área de influencia, especialmente a partir de los años 2032 y 2033, donde algunos elementos del sistema presentan violación a los límites regulatorios en temas de baja tensión y sobrecarga, y la entrada de ambas líneas mejoran y en algunos casos mitigan tal problemática.

Con todos los beneficios técnicos presentados y observando que las violaciones a los límites regulatorios se dan en los años 2032 y 2033 en adelante sin las obras, se concluye que el cambio de fecha de puesta en operación dado para el 30 de octubre del 2028 para la segunda línea Montería - Urabá 2 230 kV y el 30 de abril del 2029 para la segunda línea Urabá - Urrá 2 230 kV, no generan inconvenientes técnicos en la red y por tanto es viable realizar el cambio.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

Además, se realizó un análisis de variables socioambientales para los proyectos de ambas líneas, identificando áreas protegidas, resguardos indígenas y zonas afectadas por conflicto armado, lo que justificó la solicitud de ampliación de plazos en la FPO para garantizar la viabilidad de los proyectos ante posibles retrasos en licenciamiento ambiental.

4.2. Cambio de FPO Subestación Corzo 500/115 kV y obras asociadas

Por parte de ENEL se presentó la propuesta de modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) del proyecto Corzo a nivel del STN, debido a que en el área de la subestación Corzo a nivel del STR se han identificado restricciones de tipo ambiental, principalmente por la presencia de áreas de reserva, y sociales, relacionadas con la resistencia de algunas comunidades frente a proyectos de transmisión en la zona. Adicionalmente, señalaron como condicionantes el cono de aproximación del futuro aeropuerto proyectado en el área y el tiempo transcurrido desde la presentación inicial del proyecto en el año 2023 hasta la fecha. En consecuencia, ENEL planteó un cronograma estimado para el proyecto del STR con FPO en septiembre de 2031.

La UPME realizó un análisis de las variables socioambientales dentro del Área de Estudio Preliminar del proyecto, corroborando en gran medida lo expuesto por ENEL en su solicitud. No obstante, al revisar el cronograma propuesto y compararlo con los tiempos de ejecución de otros proyectos similares, se identificó que el periodo de 18 meses previsto para la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) resulta excesivo, incluso contemplando la eventual realización de una Audiencia Pública Ambiental. Por tal razón, se consideró más razonable un plazo de 15 meses para este trámite.

En este sentido, se concluyó que la nueva FPO del proyecto debe ajustarse a junio de 2031 para el STR, es decir, tres meses antes de lo solicitado por ENEL. Sin embargo, durante la discusión del grupo se resaltó que la FPO del proyecto asociado al STN debería fijarse al menos dos meses antes que la del STR, por lo cual se determinó que la FPO del Corzo STN sea establecida para el 30 de abril de 2031.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

5. Obras de Expansión

5.1. Nueva Subestación Puerto Gaitán 230 kV

En el marco de la reunión se presentaron 3 alternativas, la cuales se denominaron de la siguiente manera:

- A1: STR EMSA
 - Nuevo circuito 115 kV Santa Helena – Puerto López 2
 - Nuevo circuito 115 kV Puerto López – Campobonito 2
 - Compensación capacitiva de 12.5 MVar en 115 kV en la subestación Campobonito
- A2: STR EMSA UPME
 - Nuevo circuito 115 kV Santa Helena – Puerto López 2
 - Nuevo circuito 115 kV Puerto López – Campobonito 2
 - Nuevo circuito 115 kV Puerto Gaitán – Campobonito 2
 - Compensación capacitiva de 12.5 MVar en 115 kV en la subestación Campobonito
- A3: STR EMSA UPME STN
 - Nuevo circuito 115 kV Santa Helena – Puerto López 2
 - Nuevo circuito 115 kV Puerto López – Campobonito 2
 - Nuevo circuito 115 kV Puerto Gaitán – Campobonito 2
 - Compensación capacitiva de 12.5 MVar en 115 kV en la subestación Campobonito
 - Nueva subestación Puerto Gaitan 230/115 kV
 - Nuevo doble circuito 230 kV Puerto Gaitan – Aguaclara 1 y 2

Lo anterior teniendo en cuenta el proyecto de expansión solicitado por EMSA, cuyo objetivo principal es atender una proyección de demanda adicional de aproximadamente 40 MW, además de garantizar la cobertura del crecimiento vegetativo de la zona. La iniciativa también busca fortalecer las redes de transmisión regional (STR) y del sistema de transmisión nacional (STN), mejorando los perfiles de tensión en la Subárea Meta y aumentando la confiabilidad del servicio eléctrico.

Durante la sesión se expusieron las alternativas de conexión evaluadas, en las que se analizaron los comportamientos eléctricos en estado normal y bajo

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

condiciones de contingencia para para el horizonte 2028 – 2038, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Para el análisis realizado para el periodo 2028-2038, se tienen en cuenta las alternativas 1 y 2 que son asociadas a modificaciones en el STR, dado que su FPO es 2028,
- Para el análisis realizado para el periodo 2031-2038, se analiza el comportamiento con la inclusión de lo asociado al STN, esto dado que su FPO es 2031.

Los resultados de los estudios de flujo de carga y perfiles de tensión muestran que, aunque con las obras del STR asociadas a las alternativas 1 y 2, se logra una mejora en los perfiles de tensión hacia la subestación Puerto Gaitán, para lo cual es preciso indicar que, a partir del 2031, se evidencian subtensiones en Campobonito 115 kV y Puerto Gaitán 115 kV, lo cual comprometería la atención de la demanda futura si no se realizan refuerzos adicionales.

Asimismo, se mostraron los niveles de cargabilidad y cortocircuito de la red. Las simulaciones señalan que, con la alternativa 3, la cual genera conexión al STN mediante la nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV y las líneas asociadas que conectan con la subestación Aguaclara 230 kV, se mejoran las cargabilidades de los transformadores de las fronteras del STN en la Subárea Meta, particularmente en Suria 230/115 kV (transformadores 1 y 2) y en Reforma 230/115 kV (transformadores 1, 2 y 3). La integración del proyecto propuesto en la alternativa 3, permite reforzar la seguridad del sistema ante contingencias.

En cuanto a las variables socioambientales, se informó que para el área de influencia que se estimó para la obra, se tiene presencia de resguardos indígenas, zonas de protección ambiental, áreas inundables, predios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la proximidad de aeródromos, aspectos que deberán ser tenidos en cuenta en las etapas posteriores de diseño y licenciamiento ambiental.

Con base en lo anterior, y considerando tanto los resultados técnicos como los aspectos socioambientales, se concluyó que el proyecto presentado por el OR en el STR resulta insuficiente por sí solo, siendo necesaria su complementación con conexión al STN. Esta solución integral asegura la atención de la demanda

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

proyectada en Campobonito 115 kV y en el resto de la zona, mejora de manera significativa los perfiles de tensión y descarga los transformadores de las fronteras del STN, consolidando la confiabilidad del suministro eléctrico en la Subárea Meta.

En relación con la información presentada, se indicó desde la UPME que la Alternativa A3 es la que tiene mejor comportamiento a mediano y a un largo plazo, esta alternativa contempla la construcción de nuevos circuitos a 115 kV entre Santa Helena – Puerto López 2 y Puerto López – Campobonito 2, junto con la instalación de una compensación capacitiva de 12,5 MVAR en la subestación Campobonito 115 kV, obras previstas para entrar en operación en diciembre de 2028. Adicionalmente, se considera la construcción de un nuevo circuito Campobonito – Puerto Gaitán 115 kV, con fecha de puesta en operación en diciembre de 2029, y la nueva subestación Puerto Gaitán 230 kV, asociada a un doble circuito Aguacalara – Puerto Gaitán 230 kV, cuya entrada en operación está programada para diciembre de 2031.

5.2. Interconexión Antioquia - Oriental

La elevada generación de energía concentrada en el área de las subestaciones Porce II 230 kV, Guadalupe 230 kV y El Salto 230 kV presenta un cuello de botella, ya que su exportación depende exclusivamente de dos puntos de salida a 500 kV: las subestaciones de Heliconia y San Carlos. Esta configuración genera cargabilidades críticas en los transformadores de las subestaciones de Heliconia 500/230 kV, San Carlos 500/230 kV y La Sierra 230/115, además de someter a estrés a los enlaces de transmisión La Sierra - San Carlos 230 kV y Heliconia - Occidente 230 kV.

Para atender esta problemática, la Unidad ha sostenido reuniones con diferentes agentes, entre ellos Enel, EPM, ISA y el operador del sistema XM. Como resultado de los comentarios técnicos recibidos, así como de las observaciones en materia ambiental y social, se han planteado cerca de 15 alternativas. Estas consideran la construcción de nuevas subestaciones 500/230 kV que permitan habilitar un nuevo punto de exportación desde el área de Antioquia, tales como las subestaciones Caracolí, Barbosa, Holanda (San Carlos II), La Montera, entre otras. De estas opciones, se presentan las dos que evidencian mejores resultados, fruto de múltiples análisis técnicos, ambientales, sociales y de disponibilidad de espacio físico.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

La primera alternativa plantea la construcción de una nueva subestación La Montera 500/230 kV seccionando el circuito San Carlos - Porce III 500 kV e implementando un enlace hacia la subestación Corzo 500 kV; en 230 kV secciona los enlaces Guadalupe - Occidente 230 kV, Barbosa - Guadalupe 230 kV, Bello - El Salto 230 kV y Barbosa - Porce II 230 kV, con dos transformadores de 450 MVA cada uno. Adicionalmente, se contempla el seccionamiento del enlace Playas - Primavera 230 kV, para llevarlo a la subestación La Sierra 230 kV.

Por su parte, la segunda alternativa plantea la construcción de una nueva subestación La Montera 500/230 kV seccionando el circuito San Carlos - Porce III 500 kV e implementando dos enlaces hacia la subestación Corzo 500 kV, uno desde La Montera y otro desde Porce III; en 230 kV secciona los enlaces Guadalupe - Occidente 230, Barbosa - Guadalupe 230, Bello - El Salto 230 kV y Barbosa - Porce II 230 kV, con dos transformadores de 450 MVA cada uno. Adicionalmente, se contempla el seccionamiento del enlace Playas - Primavera 230 kV, para llevarlo a la subestación La Sierra 230 kV.

Estas dos alternativas incluyen una primera etapa la cual consiste en la instalación de un tercer transformador en la subestación Heliconia 500/230 kV. De igual manera, ambas alternativas contemplan en el área Oriental una reconfiguración del doble circuito San Carlos - Purnio 230 kV y del doble circuito Bacatá - Noroeste 230 kV.

En los análisis para el año 2027, relacionados con el tercer transformador en Heliconia (Etapa uno), no se presentan cambios respecto a mesas técnicas anteriores. La entrada de este transformador aumenta la cargabilidad del circuito Heliconia - Occidente 230 kV y el doble circuito Ancón Sur - Heliconia 230 kV, sin problemas significativos en las tensiones, pero disminuye los escenarios operativos que restringen el despacho de Hidroituango.

Para el periodo 2032 - 2037, las dos alternativas disminuyen significativamente la cargabilidad de los transformadores de San Carlos 500/230 kV, La Sierra 230/115 kV y Primavera 500/230 kV, y de los enlaces, La Sierra - San Carlos 230 kV y Heliconia - Occidente 230 kV. Asimismo, se observa que estas alternativas disminuyen la dispersión de las tensiones en el área de Antioquía, no obstante, se evidencian sobretensiones en subestaciones como Primavera 230 kV, San Carlos 230 kV y Envigado 230 kV.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

Para el área Oriental, las dos alternativas propuestas reducen las Unidades Equivalentes necesarias para mitigar las subtensiones de las diferentes subestaciones, permitiendo una reducción de hasta 9.7 Unidades equivalentes con la alternativa 1 y de hasta 13.7 con la alternativa 2. Además, se observa que la alternativa 2 aumenta significativamente las cargabilidades asociadas a los circuitos de la subestación Corzo 115 kV, debido al doble enlace planteado con la subestación Corzo 500 kV, lo que hace necesario plantear un aumento en la capacidad de estas líneas de transmisión a 115 kV a 1200 A.

Ahora bien, en cuanto a cortocircuito, ambas alternativas aumentan los niveles en las subestaciones La Sierra 230 kV, Barbosa 230 kV, Nueva Esperanza 115 kV, Bacatá 115 kV y Tunal 115 kV. Sin embargo, debido a la reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV en el área Oriental, las alternativas permiten reducir considerablemente el cortocircuito de las subestaciones La Mesa 230 kV, Noroeste 230 kV y Bacatá 230 kV.

Por otro lado, al realizar el análisis de sensibilidad de estas alternativas sin considerar el proyecto Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, se observa que, si bien contribuyen de manera significativa a mitigar las condiciones de subtensión en las subestaciones del área Oriental, no logran resolverlas en su totalidad. En consecuencia, se confirma que dicho proyecto continúa siendo necesario para dar una solución estructural y definitiva a las problemáticas identificadas en la zona.

Teniendo en cuenta los resultados presentados, la Unidad propone dividir el proyecto en las siguientes etapas, debido a su gran magnitud, identificando sus respectivas Fechas de Puesta en Operación:

- Tercer Transformador Heliconia 500/230 kV - 450 MVA (2027 - 2028)
- Reconfiguración del doble circuito San Carlos - Purnio 230 kV y del doble circuito Bacatá - Noroeste 230 kV (2031 - 2032)
- Reconfiguración del circuito Playas - Primavera 230 kV (2028 - 2029)
- Segundo circuito Heliconia - Occidente 230 kV (2029 - 2030)
- Subestación La Montera 500/230 kV y sus reconfiguraciones (2032)
- Circuito de Interconexión La Montera - Corzo 500 kV o Circuitos de Interconexión La Montera - Corzo 500 kV y Porce III - Corzo 500 kV (dependiendo de la alternativa seleccionada) (2032)

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

Frente a lo expuesto por la Unidad, Intercolombia menciona que revisarán la división por etapas propuesta por la UPME, dado que se evidencia que algunas de ellas podrían agruparse para asegurar que cada etapa represente beneficios suficientes para su implementación.

Adicionalmente, Enel Colombia señala que la diferencia de costos entre ambas alternativas radica en el tendido de la línea de transmisión Porce III - Corzo 500 kV, por lo que, al considerar los beneficios de la segunda alternativa al reducir cuatro unidades equivalentes adicionales en comparación con la primera, se podría optar por esta última.

Por su parte, XM solicita considerar una obra adicional para estas dos alternativas, consistente en la implementación de compensación dinámica de reactivos en el área Oriental, lo que podría reducir aún más las unidades equivalentes necesarias para el soporte de tensión. Asimismo, XM propone que, por motivos de resiliencia y confiabilidad, se contemple el circuito Porce III - La Montera 500 kV para la segunda alternativa.

En este sentido, Enel Colombia y la UPME aclaran que, aunque el área Oriental requiere la evaluación de proyectos de compensación reactiva, fundamentalmente necesita una solución estructural que permita una mayor importación de energía, por lo que estas dos alternativas serían las más viables técnicamente. No obstante, la Unidad aclara que se evaluarán proyectos de compensación dinámica de reactivos en el área Oriental, ya sea para incorporarlos como obras complementarias a estas dos alternativas o para proponerlos como proyectos independientes.

Por otra parte, Enel Colombia menciona que requiere la solicitud formal del aumento de la capacidad de los circuitos de Corzo 115 kV a 1200 A, para proceder con el análisis detallado y remitir una respuesta a la Unidad.

La UPME, por su parte, informa que se encuentra finalizando el análisis de los resultados de estas alternativas y solicitará el aumento de capacidad

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

correspondiente en el momento oportuno.

Finalmente, la UPME comunica que tendrá en cuenta todos los comentarios recibidos y realizará los análisis pertinentes, agradeciendo a los miembros del CAPT la remisión de cualquier otra información relevante sobre la interconexión Antioquia - Oriental.

5.3. Subestación La Gaitana 230/115 kV

Debido a la limitada confiabilidad del transformador Pitalito 115/34,5 kV y del corredor Altamira – Pitalito 115 kV, así como a la ocurrencia de contingencias críticas como la línea Altamira – Segoviana 115 kV y en el transformador Altamira 230/115 kV, la zona presenta problemas de tensión y dificultades de convergencia operativa.

Con el fin de atender la problemática identificada, la UPME evaluó la obra propuesta por el Operador de Red ELECTROHUILA, denominada “Subestación La Gaitana 230/115 kV y obras asociadas al STR”. El proyecto contempla la construcción de la nueva subestación La Gaitana 230/115 kV, a partir del seccionamiento de la línea existente Renacer – Altamira 230 kV, dando origen a las nuevas líneas Renacer – La Gaitana 230 kV y Altamira – La Gaitana 230 kV. Adicionalmente, la alternativa incluye la instalación de dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA cada uno, así como la construcción de dos nuevas líneas de transmisión, La Gaitana – Altamira 115 kV y La Gaitana – Pitalito 115 kV. Adicionalmente, dentro del análisis se consideraron otras obras en el área de influencia del proyecto, “Nueva línea Pitalito - Segovianas 115 kV” y “Segunda línea Altamira - Florencia 115 kV”, con el fin de evaluar integralmente la solución técnica adecuada para la zona.

En los análisis sin contingencias, se observó que las tensiones en la mayoría de las subestaciones del área de interés se mantienen dentro de los límites establecidos por la regulación. De igual manera, la mayoría de los elementos de la zona operan por debajo de su capacidad máxima. Sin embargo, se identifican excepciones en la subestación Florencia 115 kV y en la línea Altamira – Florencia 115 kV, donde se presentan problemas de subtensión y sobrecarga, respectivamente. Estas condiciones se encuentran asociadas principalmente a la radialidad de la subestación Florencia 115 kV, la cual soporta la demanda de las

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

subestaciones Florencia 115 kV y Doncello 115 kV. Resultados que se ven reflejados de igual forma en el escenario bajo contingencias.

De la evaluación realizada se concluyó que la alternativa propuesta atiende las problemáticas identificadas en la subestación Florencia y en el corredor Altamira – Florencia 115 kV. No obstante, se precisó que el efecto positivo observado corresponde principalmente a la inclusión del segundo circuito Altamira – Florencia 115 kV contemplado dentro de la alternativa, y no al proyecto Gaitana 230/115 kV en sí mismo. Esta situación motivó al equipo a realizar un análisis de sensibilidad para evaluar en detalle la comparativa del impacto de las obras.

En el análisis de sensibilidad se definió una segunda alternativa, conformada exclusivamente por las obras “Nueva línea Pitalito – Segovianas 115 kV” y “Segunda línea Altamira – Florencia 115 kV”, con el propósito de comparar su desempeño frente al proyecto Gaitana 230/115 kV y así determinar de manera más precisa el impacto de cada una de las soluciones propuestas

En los análisis sin contingencias, se evidenció que las tensiones en la mayoría de las subestaciones del área de interés se mantienen dentro de los límites establecidos por la regulación, y que la mayor parte de los elementos de la zona operan por debajo de su capacidad máxima. No obstante, se identificaron excepciones en la subestación Florencia 115 kV y en la línea Altamira – Florencia 115 kV, donde se presentan problemas de subtensión y sobrecarga, respectivamente. Se resaltó que estas problemáticas, como se mencionó en la primera evaluación, se encuentran asociadas a la radialidad de la subestación Florencia 115 kV, y se mantuvieron igualmente reflejadas en el escenario con contingencias. Finalmente, se mencionó que, en términos de cortocircuito, ninguna subestación supera su capacidad máxima de interrupción y que la alternativa 2 presentaba un menor impacto en cortocircuito que la alternativa 1, debido a que esta cuenta con el enmallamiento relacionado a la obra de Gaitana.

De la evaluación realizada se concluyó que ambas alternativas permiten solucionar la problemática asociada a la subestación Florencia 115 kV; esta mejora se atribuye específicamente al doble circuito propuesto entre Altamira 115 kV y Florencia 115 kV, y no al proyecto Gaitana 230/115 kV. En consecuencia, se consideró que la obra “Subestación Gaitana 230/115 kV y obras asociadas al STR” no presenta un impacto significativo, dado que con la implementación de las obras “Nueva línea Pitalito – Segovianas 115 kV” y

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

“Segunda línea Altamira – Florencia 115 kV” se obtiene el mismo resultado técnico con un menor costo. Por lo tanto, la ejecución del proyecto Gaitana podría considerarse innecesaria.

En conclusión, teniendo en cuenta los resultados de las múltiples evaluaciones, el equipo responsable por la evaluación de la obra “Subestación Gaitana 230/115 kV y obras asociadas al STR” decidió que no debería considerarse y que la solución más eficiente es la construcción de las obras “Nueva línea Pitalito – Segovianas 115 kV” y “Segunda línea Altamira – Florencia 115 kV”.

Enlaza GEB consulta si se consideró la experiencia anterior asociada con la convocatoria del STR Altamira - Florencia - Doncello 115 kV que resultó desierta por techo de CREG y en particular la validación de la necesidad del circuito Florencia – Doncello 115 kV el cual no está siendo considerado en esta recomendación. La Unidad a tenido reuniones con ELECTROCAQUETÁ el cual esta dispuesto a construir la primera línea Altamira-Florencia. La Unidad informa que, no se consideró porque ELECTROCAQUETÁ propuso esto en el marco de un proyecto nuevo.

Frente a lo expuesto por la Unidad, XM mencionó la conveniencia de aprobar los proyectos de manera segmentada, considerando el interés y capacidad financiera de los operadores. Se sugirió que la solución integral debería contemplar todo el corredor Altamira - Florencia - Doncello 115 kV, con la posibilidad de realizar una convocatoria pública si el Operador de Red responsable no manifiesta interés.

6. Votación de las obras propuestas:

6.1. Cambios de FPO:

Después de las correspondientes presentaciones con la justificación de los cambios de FPO se realizó la correspondiente votación de las fechas que se encuentran en la siguiente tabla:

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “Copia No Controlada”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

Tabla 3. Cambios de FPO

PROYECTO	FECHA A CAMBIAR
Segundo circuito Urabá-Montería 230 kV	30 de octubre de 2028
Segundo circuito Urabá-Urrá 230 kV	30 abril de 2029
Subestación Corzo 500 kV y obras asociadas	30 de abril de 2031

Los resultados de la votación por parte de los miembros del CAPT son los siguientes:

Tabla 4. Tabla votación miembros del CAPT

AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	X	
	EPM	X	
	GEB	X	
Gran Consumidor	DIACO	-	
	SIERRACOL	X	
	CERRO MATOSO	X	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X	
	CELSIA	X	
	AIR-E	X	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

Teniendo en cuenta que en representación por parte de los grandes consumidores está Cerro Matoso y SierraCol se completa el Quórum. Con el voto favorable de los asistentes, se aprueban los 3 cambios de FPO para las obras propuestas.

6.2. Obras de Expansión:

Después de la presentación de la obra Nueva Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas se realiza la correspondiente votación de la misma:

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

Tabla 3. Tabla votación miembros del CAPT

AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	X	
	EPM	X	
	GEB	X	
Gran Consumidor	DIACO	-	
	SIERRACOL	X	
	CERRO MATOSO	-	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X	
	CELSIA	X	
	AIR-E	X	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

Teniendo en cuenta que en representación por parte de los grandes consumidores está SierraCol se completa el Quórum. Con el voto favorable de los asistentes, se aprueba la obra propuesta.

7. Varios

- ENEL, CELSIA y GEB discutieron la conveniencia de dejar reservas en las nuevas torres de transmisión para futuros circuitos, así como la posibilidad de construir ambos circuitos desde el inicio, teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y de licenciamiento, con el fin de facilitar futuras expansiones y evitar restricciones en la red. La Unidad manifestó su acuerdo con la incorporación de reservas en las nuevas torres de transmisión; sin embargo, expresó su desacuerdo frente a la construcción del doble circuito desde el inicio, dado que esto implicaría iniciar su retribución antes de que dicho circuito sea realmente necesario.
- XM sugirió la creación de un grupo de trabajo para evaluar posibles ajustes a la Resolución CREG 015 de 2018.
- Enel solicita revisar el cómo incluir el potencial de generación como un beneficio y que eso sea incluido desde la Regulación.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

CAPT No. 212

- Los miembros del CAPT resaltaron la importancia de que los proyectos de expansión se manejen con FPO estimadas y con un horizonte de ejecución en meses, con el fin de no estar generando reprocesos cuando alguna convocatoria tarda en publicarse de forma oficial. Enlaza GEB indica que se podría tener un estimado de que el tiempo mínimo para un proyecto sea de 5 años.
- Intercolombia y GEB indica que es importante que se tenga en cuenta el inconveniente de espacio físico en la subestación de Santa Marta para el desarrollo de la convocatoria de los compensadores síncronos para con ello definir si hubiera que revisar el cambio de FPO de la misma.
- ENEL sugirió retomar la discusión sobre la estrategia HVDC, presentada el año anterior en el Plan Indicativo, con el fin de generar retroalimentación y definir un plan de acción concreto, evitando que el tema quede relegado por considerarse de largo plazo. La Unidad precisó que, si bien durante este año no se han adelantado acciones externas, el GIT de Transmisión ha trabajado en la delimitación del alcance del HVDC, especialmente en lo relacionado con proyectos offshore, y se están evaluando consultorías y apoyos internacionales.
- Intercolombia planteó la necesidad de que el Comité ponga en conocimiento de la CREG la necesidad de hacer un ajuste regulatorio que habilite la implementación de diferenciales de barra en las nuevas subestaciones.
- ENEL planteó la necesidad de evaluar la metodología IEC para el cálculo de cortocircuito y de establecer criterios que orienten la toma de decisiones. Por su parte, Intercolombia resaltó que la mayoría de las obras generan impactos en los niveles de cortocircuito de las subestaciones existentes, lo cual limita la expansión del sistema de transmisión y, en consecuencia, la habilitación de nuevos puntos de conexión. A su vez, XM recordó que este tema ya había sido discutido el año anterior y que se habían adoptado decisiones al respecto. Finalmente, La Unidad invitó a los operadores de red a remitir sus comentarios sobre las soluciones propuestas para el manejo del cortocircuito, señalando que dichos aportes son fundamentales para evaluar la viabilidad de las obras y ajustar las señales regulatorias.

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).



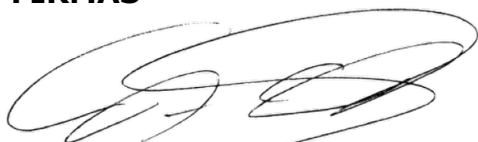
CAPT No. 212

COMPROMISOS – PARTICIPANTES

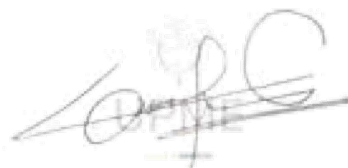
Tabla 5. Compromisos y tareas

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Reactivar el tema de HVDC	UPME	-
Realización de un oficio sobre FPO de proyectos en meses	Miembros CAPT	-

FIRMAS



César Augusto Cuta Durán
Presidente



Carlos Rodríguez Guzmán
Secretario Técnico

F-DO-01

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.

GESTIÓN DOCUMENTAL. Original: Dependencia que ejerce Secretaría de Comité (Serie o Subserie a que haya lugar).

