

CAPT No. 214

FECHA: 21 de noviembre de 2025
MODALIDAD: PRESENCIAL
HORA: 8:30 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	-
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 214 Vigencia Año 2025, el cual tiene como objetivo presentar y votar obras del Plan de Expansión propuesto el presente año.

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. 214

ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
1. Verificación del quórum	UPME	8:30 - 8:45
2. Informe de Convocatorias	UPME	8:45 - 9:15
3. Presentación obras de expansión: 3.1. Obras de expansión Cauca-Nariño 3.2. Subestación Zapiola 230/34,5 kV y líneas asociadas (Sabana Occidente) 3.3. Proyecto "Interconexión Antioquia - Oriental" Etapa 1	UPME	9:15 - 10:15
Descanso	TODOS	10:15 - 10:30
3.4. Nueva subestación Guarne 220/110 kV 3.5. Compensadores Síncronos STN 3.6. Reactores de la línea Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV.	UPME	10:30 - 11:30
4. Votación de las obras propuestas: Se realiza la votación en bloque por las obras propuestas.	TODOS	11:30 - 12:00
5. Varios	TODOS	12:00 - 12:15

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:30 AM: se da inicio al CAPT 214 presencial

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.

2. Informe de convocatorias

Durante la sesión, se revisó el estado de las convocatorias abiertas y próximas, analizando retrasos, ajustes de cronogramas y la necesidad de modificar fechas

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. 214

de FPO debido a demoras regulatorias y técnicas, especialmente en proyectos como el segundo circuito Urra-Urabá 220 kV y los compensadores síncronos. También se presentó un panorama general de las convocatorias de 2025, que suman un total de 13 convocatorias en el año. También se mencionó la adjudicación reciente de las subestaciones Trinitaria y Tonchalá.

Adicionalmente, se discutieron los aplazamientos en la atención de inquietudes y comentarios en las convocatorias de compensadores, resaltando que ello ha reducido los márgenes de los plazos frente a la FPO dados los tiempos de fabricación, y así el cronograma entra en ruta crítica. Ante este escenario, se planteó la necesidad de solicitar formalmente ajustes de FPO al Comité y al Ministerio, dado que la afectación es generalizada. También se informó que la solicitud de modificación de FPO para los dos circuitos del proyecto Refuerzo Montería, ya fue enviada al Ministerio, pero aún no hay respuesta. Se estima que la resolución podría emitirse en la segunda quincena de diciembre, lo que implicaría mover la entrega de propuestas y la adjudicación para 2026, en un contexto en el que las actividades se ralentizan por el cierre de año.

En el espacio de preguntas los miembros consultaron por las fechas estimadas para la entrega de sobres del segundo circuito Urra-Urabá. Se indicó que, si la resolución se publica en diciembre, la entrega se desplazaría hacia finales de febrero. De igual forma, se confirmó que los plazos para los proyectos de compensadores también se ajustarán y que la mayoría de las manifestaciones de interés vencen en diciembre.

3. Presentación obras de expansión

3.1. Obras de expansión Cauca-Nariño

La Unidad presentó las obras de expansión propuestas por la Compañía Energética de Occidente (CEO), las cuales son esenciales para la subárea Cauca-Nariño, ya que esta región presenta una vulnerabilidad en la red, originada por la limitada capacidad de importación del STN y una topología de red que cuenta con solo tres subestaciones de conexión al STN, lo que genera altas cargabilidades y bajas tensiones ante contingencias, congestionando el sistema e impactando la calidad, confiabilidad y cobertura del servicio.

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. 214

Para mitigar estas problemáticas y asegurar la estabilidad y crecimiento del sistema, CEO propuso cuatro alternativas de expansión:

- Alternativa 1: Nueva Subestación Zaque 230/115 kV y obras asociadas seccionando el doble circuito Jamondino – San Bernardino 230 kV y 2 transformadores de 90 MVA.
- Alternativa 2: Nuevo Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación San Bernardino.
- Alternativa 3: Nuevo Transformador 230/115 kV de 150 MVA en la Subestación San Bernardino adicionando la línea Popayán - San Bernardino 3 115 kV.
- Alternativa 4: Nuevo Transformador 230/115 kV de 90 MVA en la Subestación Páez adicionando la línea Popayán - San Bernardino 3 115 kV.

El análisis se centró en escenarios de baja generación interna, considerando condiciones de máxima importación y exportación desde Ecuador. La evaluación principal consistió en verificar los perfiles de tensiones y cargabilidades del sistema ante diversas contingencias.

Los resultados mostraron que la alternativa 1, mejora notablemente los niveles de tensión y reduce las cargabilidades en elementos críticos como las línea Pasto - San Martín 115 y el transformador San Bernardino 230/115 kV.

El análisis de sensibilidad realizado por la Unidad, que combinó diversas alternativas para la red, arrojó las siguientes conclusiones técnicas:

La combinación de la Alternativa 1 y la Alternativa 4 presenta el mejor desempeño, ya que logra mejorar el perfil de tensiones y reducir la cargabilidad en elementos críticos del sistema.

La combinación de la Alternativa 1 y la Alternativa 3 también ofrece beneficios, pero presenta limitaciones técnicas significativas:

- El transformador existente en la subestación Páez 230/115 kV mantiene una alta cargabilidad.

CAPT No. 214

- La instalación de un segundo transformador en la subestación San Bernardino 230/115 kV no es factible debido a la falta de espacio físico, según lo reportado por el operador.

En el estudio presentado, la Compañía Energética de Occidente (CEO) propuso inicialmente establecer el año 2035 como la Fecha Puesta en Operación (FPO) de las obras.

No obstante, dado que las restricciones y congestiones en el sistema se están manifestando de forma anticipada y con urgencia en el presente, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) propuso adelantar la FPO al año 2030. Este ajuste busca implementar las obras de expansión cinco años antes de lo previsto para mitigar de manera oportuna las vulnerabilidades actuales de la red.

Por su parte, XM ratificó la existencia de dichas restricciones y respaldó la decisión de adelantar la FPO.

Enlaza (GEB) y Celsia señalaron que la FPO de 2030 resulta difícil de cumplir, dada la totalidad del ciclo del proyecto: desde la aprobación del plan y los trámites licitatorios, hasta los complejos tiempos de licenciamiento ambiental y construcción. Por ello, recomendaron ajustar la FPO al año 2031 para garantizar un cronograma de ejecución realizable.

La Unidad recomienda la implementación de la solución combinada A1 + A4 al presentar el mejor desempeño técnico, traducándose en un incremento sustancial de la calidad del servicio, al mejorar el perfil de tensiones y disminuir la sobrecarga en componentes críticos del sistema.

Adicionalmente, esta solución cumple con el criterio de rentabilidad, al obtener una relación Beneficio/Costo (B/C) superior a 1.

3.2. Subestación Sabana Occidente 230/34,5 kV y líneas asociadas (anteriormente denominada Zapiola)

La Unidad presentó ante el Comité la necesidad de desarrollar una solución estructural para atender el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en la región de la Sabana Occidente de Cundinamarca. Se expuso que actualmente

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. 214

existen más de 152 solicitudes de conexión de demanda a nivel del SDL equivalentes a aproximadamente 205 MW instalados, las cuales se encuentran condicionadas por la saturación de la capacidad de transformación en las subestaciones Mosquera y Balsillas 115 kV. Adicionalmente, se indicó que, según el operador de red del área, una ampliación en Balsillas no es viable desde el punto de vista técnico dadas las restricciones operativas y de espacio presentes, lo que tomaría mucho más tiempo que la ejecución de un proyecto como el propuesto.

El proyecto Sabana Occidente 230/34,5 kV consiste en la construcción de una nueva subestación de tipo GIS (Gas-Insulated Substation) en configuración interruptor y medio. La conexión al STN se realizará mediante la reconfiguración de la línea existente La Mesa - Noroeste 230 kV, seccionándola para crear dos nuevos circuitos: La Mesa - Sabana Occidente y Noroeste - Sabana Occidente en 230 kV.

El proyecto contempla una Fecha de Puesta en Operación (FPO) estimada para diciembre de 2029. La capacidad instalada inicial será de dos transformadores 230/34,5 kV de 63 MVA cada uno, para un total de 126 MVA.

La Unidad presentó los resultados de los análisis eléctricos correspondientes al comportamiento de tensiones y cargabilidades del área de influencia, tanto en caso base, como con la inclusión del proyecto. Se destacó que con la entrada en operación de este proyecto se presenta una reducción en la cargabilidad de las líneas de influencia regional Corzo - Mosquera y Balsillas - Mosquera en 115 kV pasando de un valor de cargabilidad de más del 90% a niveles operativos seguros de alrededor del 55%. Asimismo, se presentó la evaluación económica, arrojando una relación Beneficio/Costo superior a 1, confirmando la viabilidad económica del proyecto.

Sobre la FPO del proyecto, el representante de Celsia consultó por la idoneidad de fijar la FPO para 2029 en términos de suficiencia de tiempos para adjudicación y construcción. La UPME validó esta preocupación, indicando que, dado que la adjudicación de la obra del STN se prevé para el próximo año, el cronograma se percibe ajustado. Por tal motivo, la Unidad sometió a consideración del comité la viabilidad de mantener dicha fecha.

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. 214

Al respecto, el representante de ENEL Colombia, en su calidad de operador de red incumbente, intervino para ratificar que la entrada en servicio del proyecto es necesaria para la operación del sistema en el año 2029. Para viabilizar este cronograma, ENEL informó que dispone de un lote viabilizado en la zona, sobre el cual ya se realizaron todos los trámites pertinentes. Además, manifestó su disposición de ofrecer este predio al futuro adjudicatario de la obra del STN, lo cual reduciría significativamente los tiempos asociados a la gestión y adquisición de terrenos.

Adicionalmente, destacó que la ubicación del lote se encuentra a una distancia aproximada de 300 metros de la línea de transmisión del STN existente. Por ello, sugirió que la conexión mediante una línea subterránea no solo sería técnicamente ágil, sino que simplificaría los trámites de licenciamiento ambiental en comparación con un tendido aéreo convencional.

El comité tomó nota de la oportunidad de optimización predial y ambiental propuesta por ENEL Colombia.

De acuerdo con lo discutido en la sesión, se aclaró por solicitud de los representantes de ISA y Enlaza GEB que, aunque la instalación inicial contempla dos transformadores, el diseño de la subestación Sabana Occidente prevé el espacio y la capacidad para albergar hasta cuatro transformadores a futuro para una capacidad instalada total de 252 MVA. Se confirmó además que para los estudios de planeación se consideraron los traslados de carga indicados por el operador de red así como la incorporación de nuevas demandas proyectadas para asegurar la suficiencia del sistema.

El Comité se da por enterado de la presentación técnica y de los análisis de factibilidad técnica, económica y socioambiental expuestos por la Unidad. Se reconoció el proyecto Sabana Occidente como una alternativa técnica efectiva para garantizar la confiabilidad y seguridad del suministro en la zona de influencia, mitigando además los riesgos asociados a eventuales retrasos en obras de expansión como la nueva subestación Corzo 500/115 kV.

3.3. Proyecto "Interconexión Antioquia - Oriental" Etapa 1

La Unidad presentó la Etapa 1 del proyecto interconexión Antioquia - Oriental, justificada por la alta inyección de generación en las subestaciones de 500 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. 214

(Antioquia y Porce III) y 220 kV (Porce II, El Salto y Guadalupe) que genera un cuello de botella en los transformadores Heliconia 500/230 kV y San Carlos 500/230 kV.

Debido a la envergadura del proyecto, se decidió dividir en etapas, cada una con un Beneficio/Costo diferente y sin quitarle importancia una de otra. Así, la Etapa 1 del proyecto Interconexión Antioquia - Oriental está enfocado directamente a mitigar las altas cargabilidades en la subestación de Heliconia y su enlace asociado Heliconia - Occidente 220 kV. Esta etapa tiene como fecha de puesta en operación (FPO) el año 2028, reflejando la urgencia que se presenta en estos dos elementos:

1. Tercer Transformador en Heliconia 500/230 kV

El principal desafío en esta subestación es la alta cargabilidad en los dos transformadores existentes, resultado directo de la alta generación de la zona. La solución propuesta es la instalación de un tercer transformador en la subestación Heliconia disminuiría de manera significativa las altas cargabilidades de los dos transformadores ya existentes.

2. Segundo Circuito Heliconia - Occidente 230 kV

La sobrecarga crítica identificada en varios escenarios de generación se presenta en el enlace Heliconia - Occidente 230 kV, la solución es la instalación de un segundo circuito en este corredor, disminuyendo significativamente la alta cargabilidad en el circuito existente.

A pesar de los beneficios, el análisis técnico arrojó una advertencia, el nuevo circuito Heliconia-Occidente quedaría aún sobrecargado ante algunas contingencias (alrededor del 120%), sin embargo con la entrada del proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño esta cargabilidad baja alrededor del 100% lo que implica que la solución es parcial pero se resolverá con la puesta en marcha de la subestación La Montera 500/230 kV.

Desde el punto de vista económico, el análisis costo-beneficio de la Etapa Uno resultó favorable. El cálculo, basado en los costos de las obras y los beneficios derivados de la reducción marginal asociada a la exportación de energía en el

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. 214

área de Antioquia, arrojó una relación superior a uno, validando la viabilidad económica del proyecto.

Con la entrada de estos dos elementos se evidencia aumento de cortocircuito en las subestaciones aledañas tanto a Heliconia 230 kV como a Occidente 230 kV, sin embargo no existe un impacto significativo que supere la capacidad de interrupción de las subestaciones monitoreadas.

Celsia expresó su preocupación por tener una FPO para el circuito Heliconia - Occidente 230 kV muy cercana, y preguntó directamente a EPM que tan viable es construir un circuito de 32 km para el 2028. EPM también recomendó validar la FPO de la línea, puesto que esa zona tiene problemas socioambientales y de orden público, estimando que una FPO prudente sería el año 2030.

La Unidad a su vez, acató los comentarios de los miembros del CAPT, modificando la FPO el segundo circuito de línea Heliconia - Occidente 230 kV al año 2030 para su posterior votación.

3.4. Nueva subestación Guarne 230/110 kV

La Unidad presentó el proyecto *Solución a Altas Cargabilidades del Oriente Antioqueño - SACOA*, el cual contempla la construcción de una nueva subestación Guarne 230/110 kV. Esta obra fue propuesta por las Empresas Públicas de Medellín (EPM) debido al alto crecimiento de demanda que se presenta en el oriente antioqueño aproximadamente 52,2 MVA. Esta demanda en sí no puede ser atendida directamente por el SDL pues genera subtensiones y en algunos casos deja a subestaciones del sistema en valores cercanos al 0,9 p.u.

Para este proyecto EPM presentó dos alternativas las cuales fueron analizadas por la Unidad y se describen a continuación:

- Alternativa 1: Contempla la construcción de la subestación Guarne 230/110 kV con dos transformadores 230/110/44 kV de 180 MVA. A nivel de 230 kV la subestación intersecta la línea Guatapé - Miraflores 230 kV y a nivel de 110 kV el circuito existente Ayurá - Córdoba 110 kV.
- Alternativa 2: Contempla la construcción de la subestación Guarne 110 kV que intercepta el circuito Oriente - Miraflores 110 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. 214

La evaluación técnica analizó las tensiones en red completa y ante contingencia N-1, de donde concluyó que la alternativa 1 mantiene los niveles de tensión dentro de los límites regulatorios mientras que la alternativa 2 presenta mayores caídas de tensión especialmente en las subestaciones Tigre y Cruzada 110 kV, subestaciones que están lejos de la zona de impacto.

En relación con los niveles de carga bajo condiciones de red completa y ante contingencia N-1, tanto la alternativa 1 como la alternativa 2 no generan impactos adicionales sobre los elementos que actualmente presentan sobrecarga en el área Antioquia-Chocó. Asimismo, en los elementos nuevos no se evidencian niveles elevados de cargabilidad.

Al analizar la capacidad de cortocircuito del sistema cuando ingresa el proyecto, se tiene que, las subestaciones más afectadas son Ayurá 110 y Córdoba 110 kV, sin embargo estas subestaciones no exceden su capacidad de interrupción. Por otro lado, en las subestaciones que ya superan su capacidad de cortocircuito el impacto es marginal tanto con la alternativa 1 como con la alternativa 2.

Desde el punto de vista económico, el análisis basado en unidades constructivas validadas, arrojó una relación beneficio-costos mayor a uno para ambas alternativas.

Se recomendó al CAPT la ejecución de la alternativa 1 por su mayor robustez ante el crecimiento de demanda y mejor impacto técnico y una Fecha de Puesta en Operación (FPO) para 2031.

3.5. Compensadores Síncronos STN

La Unidad presentó el proyecto de fortalecimiento del SIN mediante compensadores síncronos. Se resaltó que situaciones como el aumento de la generación renovable en el área Caribe, con una asignación de capacidad de aproximadamente 16 GW para 2030, con alta participación de generadores basados en inversores debilita los indicadores de fortaleza de red.

Se explicó que la transición a energías renovables no convencionales disminuye la inercia rotacional, el control de tensión y la capacidad de cortocircuito del sistema. También se mencionó el agotamiento del nivel de cortocircuito, especialmente en la región Caribe, así como también la alta susceptibilidad de

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. 214

esta zona al fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión Inducida por Falla (FIDVR).

Se citó también algunas experiencias internacionales, específicamente lo ocurrido en España como en Chile, países que actualmente presentan similitudes con Colombia en cuanto al nivel de penetración de energía renovable.

Se propuso instalar 15 compensadores síncronos en el STR y STN del área Caribe. La selección de subestaciones se basó en la evaluación de indicadores de Relación de Circuito (SCR), susceptibilidad a la Recuperación Lenta de Tensión Inducida por Falla (FIDVR) y bajas tensiones residuales (SAG) ante falla. La propuesta busca suministrar servicios como aporte de cortocircuito, regulación de tensión y frecuencia, y aporte de inercia.

La evaluación técnica analizó los efectos locales en el área Caribe y los efectos globales en el SIN. Se observó una mejora en la dispersión y el valor medio de las tensiones ante contingencias. Se explica que la obra se dividirá en fases debido al condicionante del nivel de cortocircuito en la zona de implementación. Esto significa que la instalación de los compensadores síncronos debe coordinarse con las condiciones de cortocircuito existentes y proyectadas en el sistema. En otras palabras, no se pueden instalar todos los compensadores de una vez sin considerar cómo afectarán los niveles de cortocircuito en la red. La implementación gradual permite gestionar este aspecto de manera más efectiva. Estas fases se detallan a continuación:

Fase A en las subestaciones: Nueva Barranquilla 220 kV, Sabanalarga 500 kV, Cuestecitas 500 kV, Colectora 500 kV, Carreto 500 kV, Chinú 500 kV y Toluviejo 220 kV. FPO propuesta 2029

Fase B en las subestaciones: Caracolí 110 kV, Tebsa 220 kV, Malambo 110 kV, Bolívar 220 kV, Sahagún 500 kV, Copey 220 kV, Cuestecitas 220 kV, Valledupar 220 kV. FPO propuesta 2031

Igualmente, la Unidad presentó un complemento a la obra de compensadores síncronos del STN/STR, motivado por una necesidad detectada debido a la entrada en operación del circuito Copey - Cuestecitas 500 kV y la futura implementación del refuerzo en 500 kV en el área Caribe.

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. 214

En este sentido se indicó que a la fecha se están observando sobretensiones en tiempo real con el ingreso del primer circuito Copey - Cuestecitas 500 kV debido al estado de descarga de esta línea, así como el atraso en el ingreso de la generación en el área de GCM. Al efecto, se evaluó el desempeño del sistema para los años 2026, 2027 y 2028. Para controlar estas tensiones durante ese periodo se propuso la implementación de reactores de barra de 120 MVAR en las subestaciones Colectora 500 kV y Cuestecitas 500 kV.

El análisis muestra que la implementación de los reactores reduce significativamente las tensiones que exceden los límites en operación normal, particularmente en Colectora y Cuestecitas, y mejora el control de tensión en toda la zona de GCM para los años 2026, 2027 y 2028. La recomendación de la Unidad es instalar un reactor de 120 MVAR en Colectora 500 kV y otro de igual capacidad en Cuestecitas 500 kV, con una FPO para el año 2027, para manejar las sobretensiones causadas por las líneas descargadas del refuerzo Caribe 500 kV.

Los miembros del CAPT observan la necesidad de revisar la FPO para la implementación de los Compensadores Síncronos en particular de la fase A. La Unidad informa que se realizó un análisis de sensibilidad al posible retraso de la Fase A, incluso hasta 2031, y que aun así se mantiene la relación beneficio costo mayor a 1. Luego de la discusión se define establecer la FPO en 2030 (Fase A) y 2031 (Fase B).

3.6. Reactores de la línea Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV

La Unidad presentó el estudio de los reactores de la línea Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV, parte de la expansión de la obra de Nueva Magangué en el STN. El caso base parte de compensación asimétrica en las líneas Magangué - El Copey 500 kV y Magangué - Chinú 500 kV considerando solo los reactores existentes de 84 MVAR de la línea El Copey - Chinú 500 kV la cual entra a seccionar la Nueva Magangué 500 kV.

El análisis se basa en escenarios de despacho con máxima y mínima generación, y un horizonte de análisis del 2028 al 2033. Se estableció que la compensación

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. 214

ideal para las líneas Magangué - El Copey 500 kV y Magangué - Chinú 500 kV con un 75% resultaría en una frecuencia de resonancia de 51.96 Hz, lejos de los 60 Hz, lo que se considera seguro.

Se presentaron cuatro alternativas para la instalación de reactores donde la alternativa 1, siendo la ideal, considera una compensación simétrica (al 75%) en cada una de las líneas. La alternativa 2 considera compensación asimétrica en las dos líneas y un reactor de barra en Magangué 500 kV, la alternativa 3 considera compensar simétricamente solo la línea Magangué - El Copey 500 kV y un reactor de barras en Chinú 500 kV y la alternativa 4 considera compensar simétricamente solo la línea Magangué - El Copey 500 kV y mantener la compensación asimétrica en la línea Nueva Magangué - Chinú 500 kV.

La evaluación de estado estacionario mostró que las cuatro alternativas cumplen con los límites de tensión en operación normal y contingencia, aunque la alternativa uno se comporta mejor. La alternativa cuatro, aunque cumple, fue seleccionada para un análisis dinámico más profundo por ser más conservadora en términos económicos, de tiempos y espacios.

El análisis dinámico RMS se centró en la secuencia de energización y una falla en el reactor en el extremo de Chinú, mediante la comparación de las alternativas uno y cuatro. Se encontró que la secuencia de energización desde Chinú (pasando por Nueva Magangué y terminando en El Copey) tiene un mejor comportamiento, ya que la energización en sentido contrario causa violaciones de los límites de tensión entre 3 y 6 segundos. Se recomienda energizar desde Chinú, ya que sus niveles de cortocircuito son mayores, haciendo el nodo más fuerte ante perturbaciones.

Posterior a todos los resultados sustentados, se recomendó implementar la alternativa cuatro debido a su ventaja económica, ya que solo requiere la instalación de un nuevo reactor de línea en el extremo de la línea Nueva Magangué, lo que resulta en ahorros de tiempo y dinero. La Unidad destacó que todas las alternativas cumplen con los requisitos técnicos.

ENEL preguntó si la implementación de los reactores no traía como consecuencia el aumento de los niveles de tensión en subestaciones como Copey 220 kV y Chinú 220 kV. La Unidad aclaró mediante los resultados gráficos que estás

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. 214

tensiones no se veían afectadas negativamente ante la entrada de los reactores en ninguna de sus alternativas.

INTERCOLOMBIA pidió confirmar la fecha de puesta en operación de los reactores de la alternativa 4 recomendada. La Unidad confirmó su fecha de puesta en operación para el 31 de diciembre de 2028, misma FPO aprobada para la obra Nueva Magangué 500/110 kV.

4. Votación de las obras propuestas

Tabla 3. Propuestas a votar

ÍTEM	PROPUESTA	FPO
1	Proyecto Cauca-Nariño: Alternativa 1 + Alternativa 4: Nueva Subestación Zaque 230 kV y obras asociadas + Banco de transformación de 180 MVA Subestación Zaque 230/115 kV y Nuevo Transformador 230/115 kV de 90 MVA en la Subestación Páez + Línea Popayán - San Bernardino 3 115 kV.	2031
2	Proyecto subestación Sabana Occidente 230/34,5 y líneas asociadas	2029
3.1	Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental Etapa 1: Tercer Transformador en la subestación Heliconia.	2028
3.2	Proyecto Interconexión Antioquia - Oriental Etapa 1: Segundo circuito Heliconia - Occidente 230 kV.	2030
4	Proyecto Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA): Nueva Subestación Guarne 230/110 kV	2031
5.1	Proyecto Compensadores Síncronos Fase A	2030
5.2	Proyecto Compensadores Síncronos Fase B	2031
5.3	Proyecto Reactor de barras en Colectora 500 kV y reactor de barras en Cuestecitas 500 kV	2027
6	Reactores de la línea Chinú - Nueva Magangué - El Copey 500 kV	2028

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	

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. 214

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

Teniendo en cuenta que en representación por parte de los grandes consumidores se encontraban Sierracol y Cerro Matoso; y por parte de los comercializadores se encontraban Enel y Celsia, se completa el Quórum. Con el voto favorable de los asistentes, se aprueban las obras propuestas.

5. Varios

La Unidad comparte con todos los participantes la comunicación de la CREG al CNO sobre el mecanismo de ampliación y remuneración para obras de modernización y repotenciación de subestaciones, incluyendo conceptos para proyectos tipo 3 y 4.

Básicamente en esta comunicación la CREG responde al CNO que la situación de alto nivel de cortocircuito en varias subestaciones puede atenderse con la regulación vigente, pues ya existen mecanismos para repotenciar o reemplazar activos mediante ampliaciones o reposiciones definidas por la UPME y ejecutadas por transmisores u operadores de red, quienes también pueden solicitar Unidades Constructivas especiales si es necesario.

La Comisión señala que no ha recibido solicitudes para aumentar capacidad de cortocircuito y que la responsabilidad de estas inversiones ya estaba clara en la normativa. Sobre los sistemas de almacenamiento con baterías, la CREG informa que publicó un nuevo proyecto de resolución que incluye los comentarios del CNO y que los acuerdos técnicos derivados de la Resolución 098 de 2019 siguen

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).

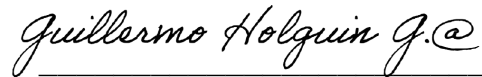
CAPT No. 214

aplicando para los proyectos definidos bajo esa norma. En resumen, la CREG afirma que el marco normativo actual ya permite enfrentar ambas problemáticas y que se están actualizando las reglas para los SAEB.

FIRMAS



César Augusto Cuta Durán
Presidente



Guillermo Holguín García
Secretario Técnico