

CAPT No. 204

FECHA: 26 de abril de 2023

LUGAR: Reunión virtual

HORA: 8:00 AM

Tabla 1. Miembros del CAPT.

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Cesar Augusto Cuta	Principal	x
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	x
		Hector Bonilla	Suplente	x
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal	
		Gabriel Suarez	Suplente	x
		Juan Jacobo Rodríguez	Principal	
	ENLAZA - GEB	Jairo Pedraza	Suplente	x
		José Vicente Melo Jorge Celis	Suplente	x
Gran Consumidor	ECOPETROL	Oscar Iván Urrea	Principal	
		Fabian Arías Jhon Jairo Oviedo	Suplente	x x
	Sierra-Col Energy	Olga Lucía Vergara	Principal	x
		Oscar Ortiz	Suplente	
		Paola A. Santana Plata	Invitado	
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	
		José Ricardo Johan Urrea	Suplente Suplente	

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. 204

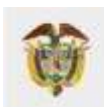
Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Juan Carlos Serrato	Principal	
		Libardo Villamizar	Suplente	x
		Armando Rojas Camilo Agredo Juan Carlos Pardo	Suplente	X X X
	ISAGEN	Omar Diego Madrid	Principal	x
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	
		Hernán Camilo Navarro	Suplente	
		Juan Carlos Rueda	Invitado	x
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	x
		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	
		Esteban Tobón	Invitado	
Ministerio	MME	Luis Alejandro Marín	Invitado	
		Juan Camilo Sánchez	Invitado	
		Cristian Díaz	Invitado	

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. 204

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
UPME	UPME	Carlos Saldarriaga	Secretario	
		Hector Rosero	Secretario	x
		Andrés Peñaranda	Secretario	x
		Cristhian Camilo González	Secretario	x
		Edgar Rubén Muela	Secretario	x
		Felipe Betancur	Secretario	x
		Jorge Fernando Morales	Secretario	x
		José Daniel Hurtado	Secretario	x
		Juan David García	Secretario	x
		Luis Fernando López	Secretario	x
		Luisa Fernanda Correa	Secretario	x
		Paula Bautista	Secretario	x
		Brajham David Chitiva	Secretario	x
		Manuel Octavio Acevedo	Secretario	x
		Brandon Stid Huaca Cuellar	Secretario	x
		Sergio Cubillos	Secretario	x
		Sonia Echeverría	Secretario	x
William Fernando Villamil	Secretario	x		
Felipe Rodríguez Tuta	Secretario	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. 204

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Fredy Augusto Gómez	Secretario	x
		Luz Adriana Duque	Secretario	x
		Oscar Iván Parra	Secretario	x

Nota: Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para más información podrá consultar nuestra política en la página web: https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Reactivación de Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 204 Año 2024

ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día.

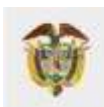
TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
Verificación del quórum	UPME	8:00 - 8:10
Informe convocatorias	UPME	8:10 – 8:30
Informe Mesa Ambiental	UPME	8:30 – 8:50
Informe técnico CAPT 203 y Mesa Técnica Regulatoria (Metodología Nivel Corto Circuito)	UPME	8:50 – 9:20
Informe Operativo XM	XM	9:20 – 10:20
Descanso	TODOS	10:20 -10:40
Presentación obras de expansión <ul style="list-style-type: none">• Tonchalá• Amanecer	UPME	10:40-12:00

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. 204

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
Varios	TODOS	12:00 - 12:30

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:15 am: se da inicio al CAPT 204

Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al comienzo de este documento y se inicia la reunión puesto que el Quórum está completo.

2. Informe Convocatorias

El grupo de convocatorias en nombre de la UPME agradece a los inversionistas, ya que de 10 convocatorias presentadas se han adjudicado 7.

Aún está pendiente la adjudicación de las convocatorias UPME 04-2023 Segundo Circuito Subestación Sahagún 500 kV, cuya fecha de presentación de propuestas es hasta el día 09 mayo 2024, y la UPME tiene hasta 10 días hábiles para seleccionar el inversionista.

Para la convocatoria UPME 05-2023 Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas, se informa que se abrió nuevamente la convocatoria el día 14 de mayo 2024, ya que en el proceso de selección del interventor no se presentaron oferentes. Al día de hoy, varias empresas han mostrado intención de presentarse, por lo que la nueva fecha de presentación de propuestas es hasta el día 27 de junio 2024, y la UPME tiene 10 días hábiles para seleccionar el inversionista (12 julio 2024).

Adicionalmente, se informa que se declaró desierta la convocatoria UPME 08-2021 Subestación La Paz 230 kV, ya que los proponentes presentaron sus propuestas por encima del valor máximo de adjudicación determinado por parte de la CREG. En conjunto con el grupo de transmisión se están analizando los beneficios y las unidades constructivas de esta convocatoria para poder tomar una decisión al respecto, teniendo en cuenta la importancia que representa esta obra en el departamento de Arauca.

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. 204

En la misma línea, se presenta el cronograma de las próximas convocatorias para el año 2024 que la UPME tiene en el radar:

- UPME STR 11-2021 Alcaraván 115 kV, esta convocatoria ya se encuentra estructurada, tentativamente se abrirá en el mes de julio 2024, depende que la CREG entregue a Alupar la resolución de los ingresos anuales esperados (se espera que sea en el mes de mayo), teniendo en cuenta que Alupar fue el adjudicatario de la convocatoria UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV.

Se aclara que esto se da, ya que generalmente cuando una convocatoria del STR está ligada a una convocatoria del STN, es recomendable que los proponentes conozcan donde quedará ubicada la subestación del STN para que puedan preparar su propuesta adecuadamente. Teniendo en cuenta lo anterior, la apertura de la convocatoria del STR se desplaza de dos a tres meses (julio 2024 tentativamente).

- UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV, esta convocatoria se encuentra en análisis por parte del grupo de transmisión, dado que esta obra se estructuró inicialmente hace tres años, la fecha que se tiene estimada para su apertura es el mes de agosto 2024, pero se reitera que su apertura depende de los resultados del análisis actualizado de la relación beneficio/costo.
- UPME 09-2021 Subestación Cabrera 230 kV, ya se realizó análisis de la obra por parte del grupo de transmisión. Desde el grupo de convocatorias se están realizando las respectivas diligencias de las garantías tanto de los promotores como el usuario y confirmación por parte de XM, se tiene estimado que esta convocatoria se abrirá en el mes de julio de 2024.

Teniendo en cuenta la importancia de los proyectos de la Subestación La Paz 230 kV y San Lorenzo 230 kV, desde el grupo de transmisión se está realizando el respectivo análisis en cuanto a las unidades constructivas y la relación beneficio/costo, e interactuando con los proponentes (ISA y GEB). La UPME estaría informando a la CREG las nuevas cifras analizadas, si se da lugar a ello, sin embargo, se reitera que la CREG es la que finalmente establece el valor máximo de adjudicación.

De otro lado, se aclara que las FPO previstas para las subestaciones San Lorenzo 230 kV y Cabrera 230 kV, se mantienen firmes para marzo de 2027. Por parte de Enlaza, se recomienda revisar y analizar posibles FPO, así adelantar el trámite ante el ministerio para el cambio de estas, antes de abrir la convocatoria con el fin de agilizar y optimizar tiempos.

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. 204

Con respecto a los avances del proyecto de la subestación Sopó 230 kV, aún se está a la espera que el ministerio se pronuncie con respecto a ello.

En cuanto a la convocatoria de la subestación Huila 230 kV, se informa que este proyecto ya se encuentra en ejecución, el adjudicatario obtuvo la resolución de los ingresos anuales esperados, y a la fecha la UPME ya ha recibido dos informes de interventoría de este proyecto.

3. Informe Mesa Ambiental

En una mesa paralela al CAPT general, para este año 2024 se proyectó en conjunto un plan de acción con el fin de recolectar datos y llevarlos a las entidades en cuanto a tiempos y costos de los trámites sociales y ambientales de los proyectos de transmisión, para esto se consolida una matriz, la cual contiene las métricas y los datos de un proyecto piloto que cada empresa escoge para diligenciar la matriz, actualmente se están recolectando dichos datos, la próxima mesa ambiental será en ocho días y se presentarán los avances, como resultado de este ejercicio se espera llevar en el segundo trimestre de este año la base de datos consolidada a las diferentes entidades como son el Ministerio, ANLA, DANCP, ICANH, para que ellos vean las problemáticas que se presentan, los atrasos en tiempo que se pueden dar producto de estas, y el incremento en costo que se podría dar por estos trámites.

Adicionalmente se señala que como consecuencia de la sugerencia del Ministerio en la Mesa que se lleva a cabo con la ANLA se presentó el tema del Diagnóstico Ambiental de Alternativas para las subestaciones, tanto en lo referente a aspectos técnicos como ambientales. El Ministerio planteó unas preguntas que se están respondiendo en conjunto para llevar el consolidado a la mesa con ANLA a mediados del mes de mayo.

4. Informe técnico CAPT 203 y Mesa Técnica Regulatoria (Metodología Corto Circuito)

En esta reunión se presenta el resumen del CAPT 203 así como el resumen de las obras que se van a socializar en el CAPT vigencia 2024.

De manera general se presentan las siguientes conclusiones del CAPT anterior:

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. 204

- Para que el sistema eléctrico opere de forma segura, confiable, económica y además para que este se encuentre preparado para la transición energética del país, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - Poner al día la red del STN y el STR.
 - Revisar criterios de planeamiento del sistema e identificar oportunidades de mejora.
 - Contar con una expansión que se anticipe al crecimiento de la demanda y los proyectos de generación.
- Todos los proyectos de expansión mencionados dentro de la presentación de cada área, así como los resultados obtenidos para cada proyecto serán compartidos al CAPT durante el primer semestre del año 2024.
- Se tiene un espacio articulado entre el MME, UPME y ANLA sobre el diagnóstico de trámites de proceso ambiental para nuevas obras.

Propuesta ENEL: Se propone que se haga una mesa adicional para mirar entre varias empresas soluciones óptimas e integrales en el área oriental. Por ejemplo, para proyectos como el de Chivor 2 - Agua Clara 115 kV. (Upme, Enel, y demás OR de la zona)

Consulta INTERCOLOMBIA: ¿Qué tanto se ha avanzado en el proyecto en Boyacá con la evaluación del proyecto segundo circuito Santa María- Tunjita - Guateque-Sesquilé? ¿se considera como circuito independiente, o doble circuito o no se ha avanzado? **RTA UPME:** se han realizado análisis técnicos de la conveniencia de este proyecto, EBSA solicitó reunión para discutir sobre este proyecto, ya que se presenta dificultad en el cambio de conductor, por lo cual la mejor opción que se ha analizado es cambiar las torres e instalar un doble circuito.

Consulta XM: ¿El doble circuito recorrería todo el corredor? **RTA UPME:** Si, se va planear reunión con ENEL porque ellos ya manifestaron dificultad en la falta de espacio para Sesquilé en este proyecto; se aclara que está incompleto Guavio.

Consulta CELSIA: ¿Con respecto a la armonización regulatoria para los compensadores síncronos, se ha avanzado en algo? **RTA UPME:** Con el Grupo de convocatorias se ha analizado la metodología más idónea para abrir este tipo de convocatorias, con el fin 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. 204

plantear estas opciones a la CREG y así darle agilidad a ese proceso, aún se está avanzando en la discusión interna.

Intervención ENEL: Sesquilé no se puede ampliar, ni técnica ni ambientalmente, dada la longitud que tiene puede ser de mayor beneficio/costo hacer uso de la línea Norte - Chivor 230 kV. La idea es plantear una alternativa que pueda competir y que sea una mejor opción.

Consulta XM: ¿Con respecto al mapa de evaluación de obras 2024, se observan unas obras del STR, las cuales se plantea que se desarrollen por convocatoria o el OR ha manifestado interés por su ejecución? **RTA UPME:** La mayoría de estas obras tienen manifestaciones de interés por parte de los OR, las que no tienen manifestaciones van a salir por convocatorias.

Consulta XM: Respecto a las evaluaciones que se están haciendo para la convocatoria de compensadores síncronos, ¿Qué opciones se están evaluando en este momento? **RTA UPME:** El enfoque es en principio como obras de interés de los OR's incumbentes. Sin embargo, se observa que no hay mucho conocimiento del tema, de la tecnología y de las implicaciones regulatorias que esto podría tener. El otro esquema es que salga como una convocatoria del STN, pero que se implementa al STR debido que estos equipos no solamente ayudan a la red local sino también al sistema.

¿Saldría como una obra de emergencia o en el plan de expansión? **RTA UPME:** El hecho de que sea de emergencia no significa que el trámite sea más rápido, puede ser una adición al plan anterior que es una gran posibilidad.

Consulta INTERCOLOMBIA: El proyecto que se había planteado en el plan de expansión del HVDC y que también se había trabajado en grupo del posible enlace híbrido, ¿se va a continuar trabajando? ¿va a ser parte de lo que se va a trabajar este año? **RTA UPME:** La línea en HVDC fue una de las obras que se trabajó en el marco de la vigencia 2022-2023, el cual no fue adoptado de forma oficial por la resolución del Ministerio que acogió las obras que fueron presentadas en el Plan de Expansión. Se está explorando hacer unos análisis adicionales que complementen el proyecto; ya que esa obra tiene un carácter particular, no solo por el tema de la tecnología, sino también por la envergadura y la zona geográfica en la que se encuentra. Por parte de la unidad se está explorando poder complementar estos análisis y poder incluir desde fases tempranas estimaciones de algunos costos ocultos que vale la pena estimar por el tipo de proyecto, como por ejemplo componentes del tipo socioambiental, esto encaminado a verificar la viabilidad de la obra.

CAPT No. 204

Intervención XM: Del área Córdoba - Sucre en la operación real se ha visto unos niveles de agotamiento, ya se han tenido que implementar esquemas suplementarios de emergencia producto del crecimiento que está teniendo la demanda, principalmente en la región de Montería, que hasta la fecha presenta inconvenientes para soportar la contingencia Nueva Montería - Río Sinú y frente a mantenimientos que han tenido condiciones de DNA, que en algunos casos han superado el 50% de la demanda de una ciudad capital. ¿Se tiene en el radar algún tipo de obra que mitigue esta problemática a nivel del STR? **RTA UPME:** Actualmente se está evaluando el cuarto transformador de Chinú 500/110 kV, retomando el tema del segundo circuito de Nueva Montería - Río Sinú 115 kV, verificando los beneficios que pueda traer la segunda línea. Adicionalmente se tiene a la subestación Nueva Magangué 500/115 kV que solucionaría el tema de Mompox y se han aprobado algunas obras como lo es Nueva Sahagún 500/110/34.5 kV y Nueva Lórica 110/34.5/13.8 kV que atacan problemáticas de radialidad en Córdoba-Sucre, se está a la espera de la carta de manifestación de interés del operador de red.

Intervención Cerromatoso: Se están analizando las obras del STR de Nueva Sahagún en la que las cuáles se entiende que ya están aprobadas por parte de la Unidad hacia Afinia. Sin embargo, está supeditado a la aprobación de la CREG, en cuanto al tema de cortocircuito en la subestación de Cerromatoso. **RTA UPME:** Se está a la espera de la revisión con la CREG del tema. Afinia en su propuesta, le solicita a la UPME hacer la repotenciación de los elementos que están limitando la capacidad de interrupción en Cerromatoso, sin embargo, son equipos que actualmente están siendo remunerados a otro agente, por lo que hay un conflicto que se está intentando resolver con la CREG.

Mesa Técnica Regulatoria (CC)

Evaluación metodologías de cortocircuito

Teniendo en cuenta que a la fecha se ha identificado el agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito de **52 subestaciones** de las cuales **24 se encuentran en el área Caribe, 15 en el área Oriental, 6 en Antioquia, 4 en Suroccidente y 3 en Nordeste.** Desde el comité técnico – regulatorio se inició con la tarea de evaluar las metodologías para el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito, en donde se discutieron los siguientes elementos:

- Metodologías aplicadas por los transportadores para el cálculo de corriente de cortocircuito.

CAPT No. 204

- Metodologías existentes para el cálculo de nivel de cortocircuito (IEC 60909, Método Completo, ENA – G74).
- Comparación de los considerandos y modelos de cada una de las metodologías presentadas.
- Comparación de los resultados obtenidos de corrientes de cortocircuito en algunas subestaciones críticas del sistema bajo las diferentes metodologías.
- Comparación de las metodologías empleadas con las condiciones operativas reales del sistema.
- Revisión de los modelos y parámetros utilizados para las fuentes basadas en inversores.
- Revisión de algunas opciones de mitigación que podrían ser objeto de revisión para el caso de las subestaciones que se encuentran con agotamiento de la capacidad de interrupción.

Hallazgos y elementos específicos

De la reunión se presentaron diferentes hallazgos y elementos específicos a evaluar sobre las consideraciones al momento de evaluar la corriente de cortocircuito.

- Evaluación de los escenarios de generación sobre los cuales se realizan los cálculos de corriente de cortocircuito.
- Evaluación de los supuestos y consideraciones que se deben considerar a momento de realizar la evaluación (tensiones pre-falla, factor de aporte de corriente de corto para las fuentes basadas en inversores, factor k).
- Modelamiento del SDL.
- Verificación de los modelos de las plantas basadas en inversores vs los modelos 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. 204

las plantas que ya han entrado en operación.

- Levantamiento de las limitaciones que existen en relación con la capacidad de interrupción de cada una de las 52 subestaciones en donde se identifica agotamiento. (La UPME ya solicitó a los diferentes transportadores)
- Evaluación de metodología de priorización de subestaciones más críticas.
- Citación a un grupo técnico para la evaluación de cada uno de los puntos anteriores.

Plan de trabajo en el grupo técnico

1. Evaluación de los supuestos y consideraciones en la metodología de cálculo de corriente de cortocircuito.

- a. Verificación de los modelos de los generadores basados en inversores (aportes de corriente de cortocircuito, modelos de los activos de conexión, modelamiento del punto de conexión en el SDL en caso de ser necesario, factores K).
- b. Evaluación de las ventajas y desventajas de cada una de las metodologías contempladas (grado de precisión en los resultados, grado de holgura del sistema, robustez y confiabilidad del sistema).
- c. Verificación de los escenarios de generación empleados en el cálculo de corriente de cortocircuito.
- d. Verificación de las tensiones pre-falla a considerar en el cálculo del nivel de cortocircuito.
- e. Evaluación de metodologías de priorización sobre las subestaciones con agotamiento en la capacidad de interrupción.

2. Soluciones estructurales para el agotamiento en la capacidad de interrupción.

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. 204

- a. Informe de levantamiento de las limitaciones que existen en las subestaciones críticas.
- b. Evaluación de soluciones al agotamiento de la capacidad de interrupción (división de las subestaciones, reactores en serie, impedancias a tierra, repotenciación de equipos).

UPME informa que enviaron a los propietarios y representantes de las subestaciones de las cuales se tiene la señal de agotamiento, cartas solicitando información de cortocircuito.

5. Informe Operativo XM

Se presenta la información más relevante de los informes técnicos de mediano y largo plazo y el informe técnico de restricciones del sistema.

Informe Técnico de Restricciones - ITR

Se presentan las subáreas del SIN que mantienen la declaración de estado de alerta o emergencia en el largo plazo. Inicialmente se menciona la subárea de GCM, con su problema de recuperación lenta de tensión inducida y la propuesta de mitigación existente de compensadores síncronos. Se resalta la condición de emergencia por radialidad en el área Caribe, que generó demanda no atendida en el 2023 y en la actualidad se agrava con el aumento de la demanda. Se destaca la materialización de nuevas restricciones en la subárea Córdoba-Sucre, como la sobrecarga en estado estable de los transformadores en Chinú y colapsos de tensión ante diferentes contingencias a nivel de 115 kV. Además, se menciona que la red de DISPAC-Chocó continúa con declaración de emergencia y con un esquema suplementario activo, siguiendo a la espera de definición de obras integrales para eliminar esta condición.

La evolución en las restricciones del sistema se presenta para los tres trimestres del 2023 y su tendencia se mantiene a la presentada en informes anteriores, es decir, se presenta un incremento sostenido en el número de las restricciones, que se ve impactado por los mantenimientos programados en la red.

Por otra parte, en promedio se tienen 500 equipos indisponibles por trimestre. Se observa un crecimiento en la permanencia de las intervenciones de larga duración. 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. 204

intervenciones con duraciones mayores a 120 horas representaron un 4% del total de intervenciones para el primer trimestre, un 8% para el segundo trimestre, y terminan siendo un 11% para el cuarto trimestre del 2023.

A causa de las diferentes problemáticas que se presentan en el área caribe, la mayoría asociadas a problemas de soporte de tensión, esta área lidera el listado de generación por fuera de mérito por medio de su parque térmico. Para el último trimestre el costo asociado a esta generación por fuera de mérito fue de alrededor de 3,4 billones de pesos colombianos.

El caribe nuevamente lidera el listado de áreas con mayor cantidad de DNA por subestaciones en condición de radialidad, con alrededor del 65% del total nacional, que equivale a 17 GW aproximadamente. De esta región, la subárea GCM es la que mayor DNA por condición de radialidad presenta, con un 23% de la DNA total del caribe, seguido de cerca por la subárea Bolívar con otro 23%.

IPOELM y IPOELP de 2024

Se presentan las nuevas infraestructuras a nivel de tensión de 500 kV que va a entrar en operación en la Red eléctrica colombiana, resaltando que se pueden llegar a presentar problemas de sobretensiones.

Se pueden presentar sobretensiones en GCM debido a la entrada de la red de 500 kV

Evolución ante la entrada de generación: Para el 2032 se espera tener 7% Eólico, 35% Solar, 18% Térmico y 40% Hidráulico

Se observa una dominancia por parte de la generación Solar, lo cual representa un reto debido a la variabilidad de este tipo de generación

Se resalta la importancia de reforzar la infraestructura de exportación del área caribe debido a la generación.

Límites de Importación del área Caribe: Se observa un incremento en los límites debido a la entrada en operación de las obras de expansión

Límite de Exportación del área Caribe: Se observa un incremento

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. 204

Límites de Importación del área Oriental: Se observa un incremento en los límites debido a la entrada en operación de las obras de expansión

Límites de Importación del área Suroccidental: Se observa un incremento en los límites debido a la entrada en operación de las obras de expansión

Evolución de las Restricciones Operativas a 2030:

Caribe: 43 %, Antioquia 10%, Suroccidental 10%, Oriental 19% y Nordeste

Niveles de Cortocircuito al 2030:

Área	STN	STR	Total
Antioquia	1	4	5
Caribe	8	16	24
Nordeste	1	2	3
Oriental	3	10	13
Sur Occidente	1	3	4
Total	14	35	49

Figura 1. Niveles de cortocircuito año 2030, fuente XM.

Estos incrementos se asocian a la entrada en operación de los proyectos de generación

Short Circuit Ratio - SCR:

CAPT No. 204



Figura 2. Índice Short Circuit Ratio - SCR 2024-2029, fuente XM.

Se observan disminuciones en los índices de fortaleza debido a la integración de fuentes basadas en inversores

Análisis de Fallas:

La entrada de generación basada en inversores (IBR) afecta el sistema debido a la imposibilidad de este tipo de tecnología para aportar corrientes de cortocircuito e inercia, lo que aumenta los huecos de tensión.

CAPT No. 204



Figura 3. Entrada de generación basada en inversores, fuente XM.

Medidas de Mitigación: La mejor opción que se ha identificado es la instalación de compensadores Síncronos

ITR Caribe

Las obras consideradas para el área consisten en la instalación de compensadores síncronos Magangué 500 kV y obras asociadas, Refuerzos STR en Guajira, Segundo Transformador Cuestecitas 500/220 kV, Refuerzos STR en Bolívar, Tercer transformador Sabanalarga 220/110 kV, Tercer transformador de Ocaña 500/230, Refuerzo Montería. Soportada en análisis sistémicos evaluando la propagación de huecos de tensión por falla y límites de intercambio de importación y exportación del área Caribe, Fortaleza de la red (SCRIF)

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. 204

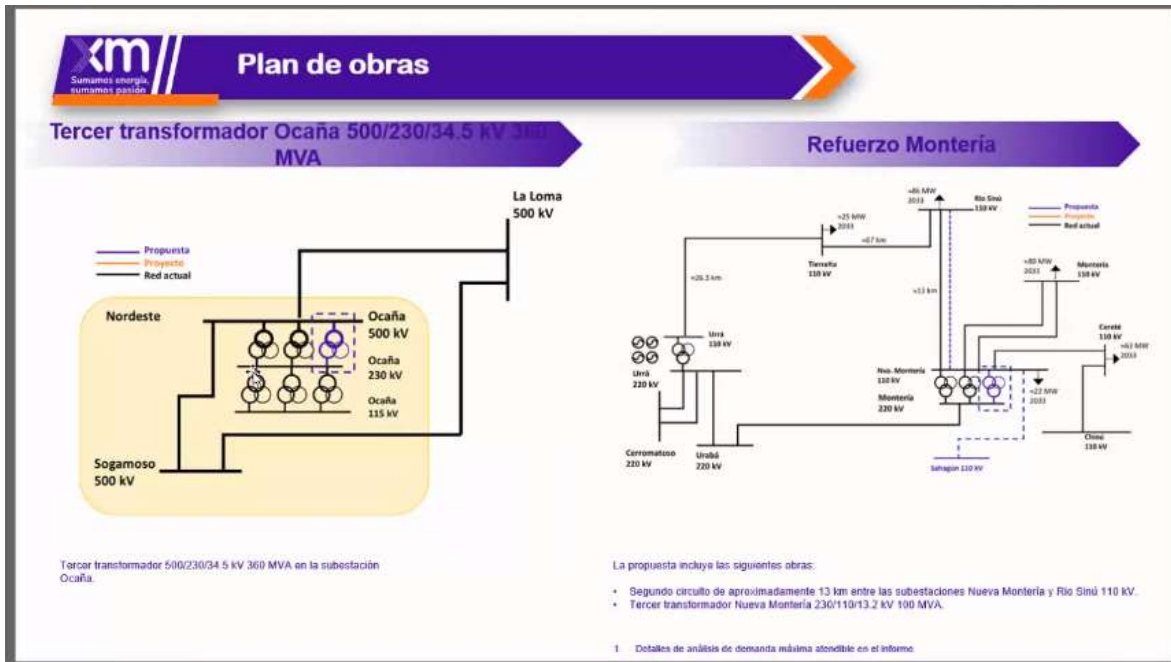


Figura 4. Plan de obras caribe, fuente XM.

6. Presentación obras de expansión - UPME:

Tonchalá 230/115 kV y líneas asociadas

Se hizo la presentación de la obra en cuestión:

Tabla 3. Generalidades obra Tonchalá

Descripción de la Obra	Objetivo
------------------------	----------

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. 204

<p>Ampliación de la subestación Tonchalá 115 kV (proyectada a entrar en el 2026) con una bahía de transformación 230/115 kV, un banco de tres autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno, permitiendo la conexión al STN a partir de la apertura de la línea “Tasajero – Cúcuta 230 kV”.</p>	<p>Mitigar condiciones inseguras y fuera de los rangos operativos ante eventos de contingencia simples en los activos de la subárea Norte de Santander desde el año de entrada en operación (2026).</p>
--	---

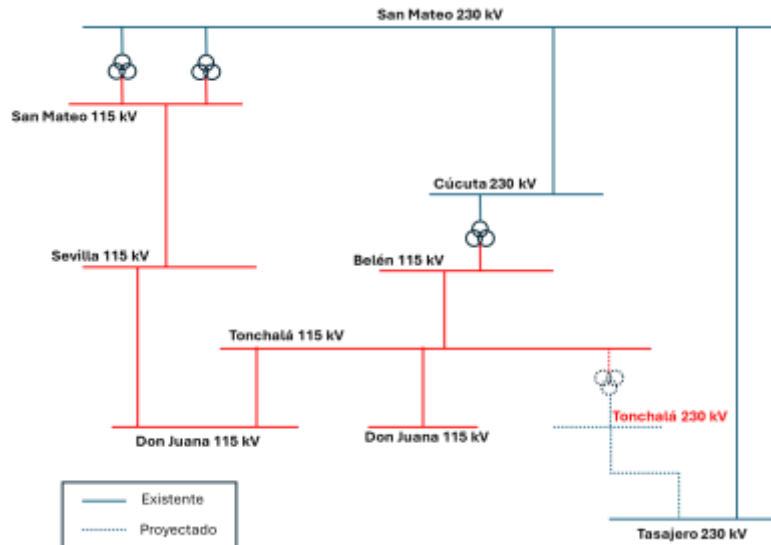


Figura 5. Diagrama Unifilar obra Tonchalá 230/115 kV.

Resultados eléctricos

Perfiles de tensión

En condiciones de “Red Completa” se presentan subtensiones desde el año 2043

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. 204

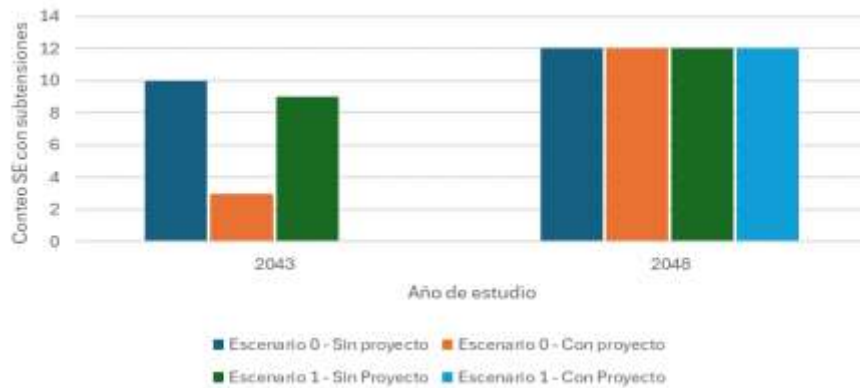


Figura 6. Resultado de tensiones red completa.

Ante eventos de contingencia sencilla se presentan múltiples SE con violación de los límites regulatorios - El proyecto evaluado logra reducir la cantidad de SE con sub-tensiones



Figura 7. Resultado de tensiones ante contingencia N-1.

Sobrecargas

En condiciones de “Red Completa” se presentan sobrecargas de activos de uso desde el año 2038 - Son mitigadas por el proyecto en Evaluación hasta el año 2043

CAPT No. 204

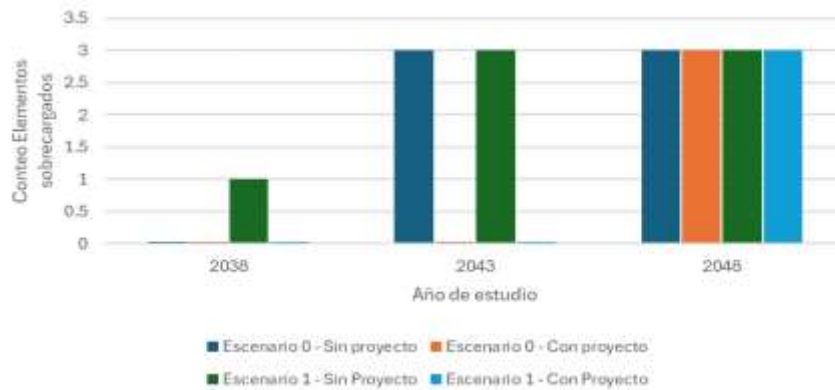


Figura 8. Resultado cargabilidades red completa.

Ante eventos de contingencia sencilla se presentan múltiples elementos con sobrecargas desde el primer año de análisis (2026) - Las sobrecargas son mitigadas en gran medida por el proyecto durante todo el horizonte de evaluación



Figura 9. Resultado cargabilidades ante contingencia N-1.

En condiciones de “Red Completa” se presentan sobrecargas de activos de uso en el año 2048, con el proyecto se observa la sobrecarga del Transformador Tonchalá 230/115 kV y la línea Tonchalá - Tasajero 230 kV

CAPT No. 204

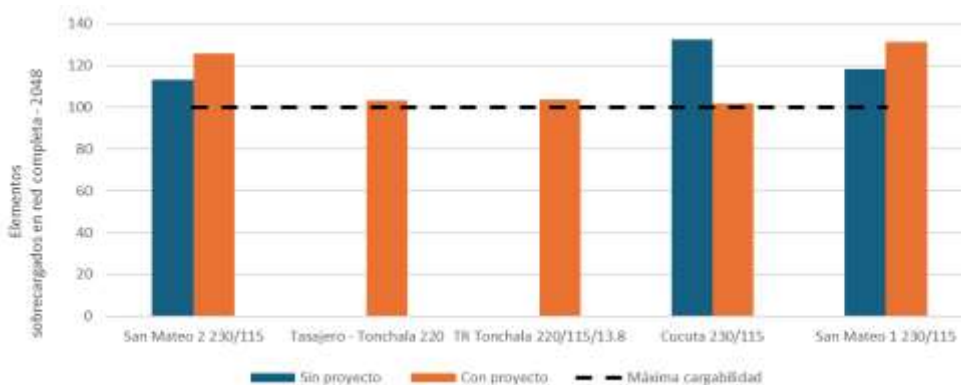


Figura 10. Elementos sobrecargados para el año 2048.

Cortocircuito

Al considerar la capacidad de interrupción por subestaciones en la siguiente figura se presentan las corrientes de falla máxima esperadas por subestación para el 2026, comparadas contra la corriente de interrupción reportada por los operadores de red.

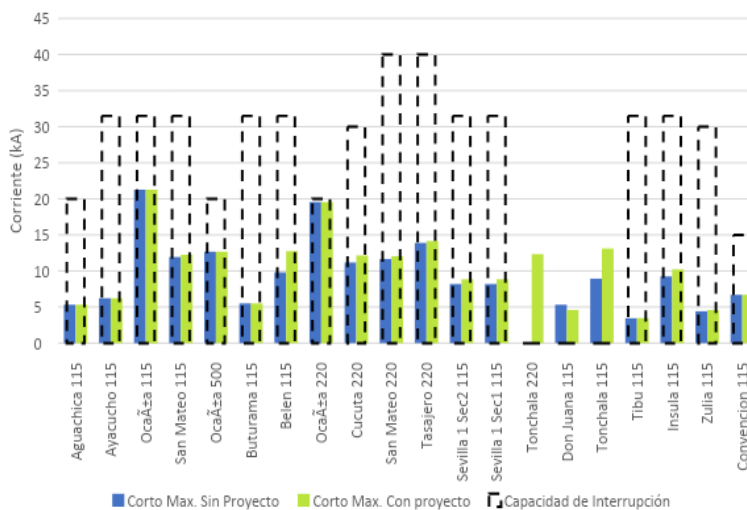


Figura 11. Resultados cortocircuito.

Resultados económicos

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. 204

Resumen de la relación Beneficio/Costo

Análisis de 5 escenarios para la estimación de la DNA en periodo de 10 a 25 años

Tabla 4. Análisis económico

ESCENARIO	CARACTERÍSTICAS	B/C	VPN - Beneficios por DNA [USD]
Escenario 1	Horizonte de tiempo desde la entrada en operación del proyecto hasta el 2036 (10 años después) (Horizonte de análisis presentado por CENS)	1,15	\$17.967.782,28
Escenario 2	Horizonte de tiempo desde la entrada en operación del proyecto hasta el 2037 (último año de las proyecciones de demanda de la UPME)	1,961	\$30.584.936,20
Escenario 3	Horizonte de tiempo desde la entrada en operación del proyecto hasta el 2040 (quince años después de la entrada en operación de la obra)	4,851	\$75.646.329,04
Escenario 4	Horizonte de tiempo desde la entrada en operación del proyecto hasta el 2045 (veinte años después de la entrada en operación de la obra)	8,279	\$129.114.223,13
Escenario 5	Horizonte de tiempo desde la entrada en operación del proyecto hasta el 2050 (veinticinco años después de la entrada en operación de la obra)	10,507	\$163.864.685,65

Conclusiones:

- Tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias sencillas, el proyecto contribuye a reducir las subtensiones en las subestaciones de la zona estudiada. Sin embargo, este impacto resulta poco significativo y no garantiza una restauración completa de las tensiones, incluso desde el inicio del proyecto evaluado.

CAPT No. 204

- Al considerar la cargabilidad de los elementos, el proyecto cumple su objetivo de eliminar las sobrecargas durante la mayor parte del período estudiado (2026-2048), tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia. No obstante, al final del período, se observan escenarios en los que el proyecto mitiga, pero no elimina por completo las sobrecargas en algunos elementos ante contingencias.
 -
- Los resultados del estudio de cortocircuito revelan agotamiento de la capacidad de interrupción de la subestación "Ocaña 220 kV" desde el inicio del período estudiado y en el caso base (sin proyecto). La entrada del proyecto evaluado no agrava estos resultados, por lo cual, la viabilidad del proyecto no es afectada. Este agotamiento de la capacidad de interrupción es una alerta temprana para considerar posibles obras de mitigación sobre este límite operativo.
- Al considerar la relación Beneficio/Costo, calculada a partir de la estimación de DNA en condiciones de "red completa" y contingencia sencilla en los escenarios con plazos temporales de 10, 15 y 25 años, se obtiene un índice mayor a 1 (1.15 para el plazo de 10 años), concluyendo la viabilidad técnico-económica de la obra evaluada (Tonchalá 230 kV). Estos escenarios se estimaron para diferentes horizontes de evaluación de manera que se pudiera tener una mejor visión de cómo se comportan los beneficios de la obra a lo largo del tiempo, por lo que su implementación es importante debido al crecimiento de la demanda de la región que se sale de las proyecciones del OR y reportadas a la Unidad. Adicionalmente, debe ser considerado que dentro del subárea Norte de Santander, después del año 2026, no se cuenta con ninguna obra de expansión significativa.

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras:

- Asociadas al STR - Ampliación de la SE Tonchalá 115 kV para la instalación de 3 autotransformadores monofásicos relación 115/230 kV, con una bahía de transformación adicional a las incluidas como parte de las unidades constructivas ya aprobadas para el proyecto Tonchalá 115 kV.
- Se recomienda reevaluar la potencia de los transformadores definida (50 MVA cada uno), buscando evitar sobrecargas en condiciones de "red completa" para todo el marco temporal evaluado (25 años)

CAPT No. 204

- Asociadas al STN - Subestación Tonchalá en configuración de barra principal y de transferencia, conectada mediante la apertura de la línea Tasajero – Cúcuta 230 kV, con una bahía de transformador y dos bahías de línea
- Se recomienda la repotenciación de la línea Tasajero - Tonchalá 230 kV, debido a las sobrecargas que se observan en estos activos para el año 2048, año que está dentro del horizonte de tiempo de los 25 años definidos considerando el ciclo de vida y periodo de remuneración típico de los activos.

Comentarios de los asistentes del CAPT:

- Se debe revisar la evaluación de la relación B/C y se debe mostrar en más detalle cómo se hizo esta evaluación.
- Se debe ser claro con la FPO del proyecto
- Se debe incluir en qué moneda y en qué año están los costos del proyecto
- Se debe revisar la configuración de la subestación, ya que para este nivel de tensión la configuración típica es interruptor y medio.
- XM solicita celeridad para la aprobación de la obra, por los efectos que puede tener la no realización del proyecto sobre la región de Norte de Santander.
- Se debe evaluar otra alternativa para eliminar la restricción de sobrecarga de la línea Tasajero - Tonchalá 230 kV, ya que no es viable hacer la repotenciación por la antigüedad de la línea y por el impacto que le traería al sistema mientras que se ejecuta la obra, los asistentes sugieren que se evalúe la instalación de FACTS.

Se debe hacer la evaluación técnico-económica de qué alternativa es mejor para eliminar la sobrecarga en el transformador que se presenta en el 2048, estas alternativas son:

- Incrementar la potencia del transformador
- Instalar otro transformador de la misma potencia en paralelo

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. 204

Amanecer 220 kV y líneas asociadas

Se realiza la presentación de la propuesta de proyecto Nueva SE Amanecer y obras asociadas en el municipio del Tolima, enviada por CELSIA Colombia a la UPME.

Objetivos principales de la obra:

1. Mejorar calidad y confiabilidad en el oriente del Tolima.
2. Eliminar la radialidad existente en la SE Lanceros.
3. Ampliar la capacidad de transporte del sistema, especialmente excedentes de generación.

Posteriormente se presente las características técnicas de la propuesta, que comprenden:

1. Ubicación del proyecto en mediaciones de los municipios de Melgar y Carmen de Apicalá.

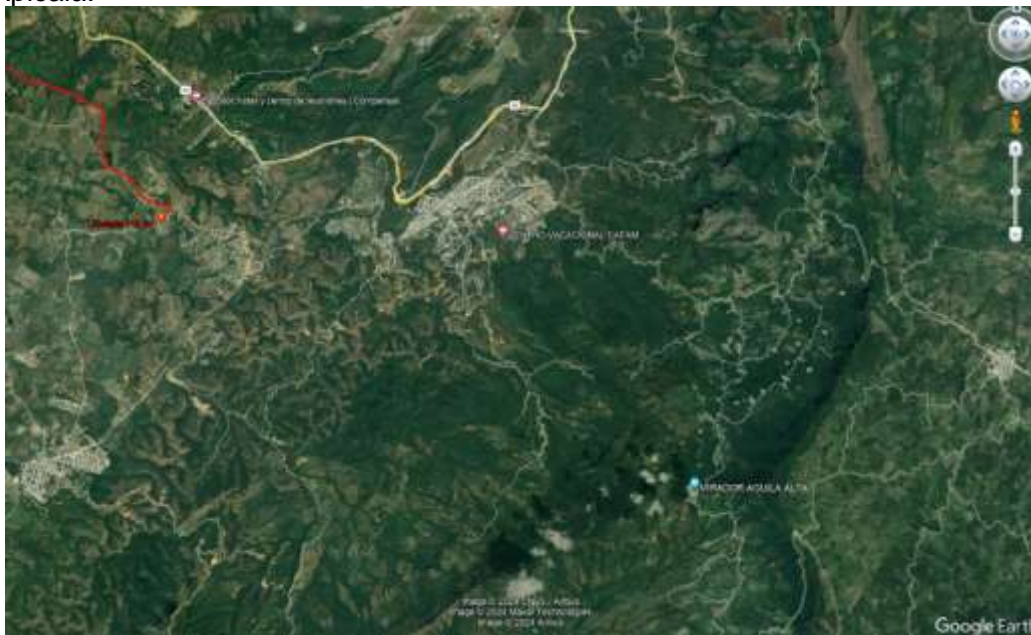


Figura 12. Ubicación proyecto SE Amanecer 230/115 kV.

2. FPO propuesta para 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. 204

3. Configuración de SE en interruptor y medio.
4. Dos transformadores trifásicos 220/115 kV de 150 MVA, doble circuito Nueva Esperanza – Amanecer a 220 kV (55 km), doble circuito Amanecer – Flandes a 115 kV (17.13 km) y doble circuito Amanecer – Lanceros a 115 kV (10.2 km).

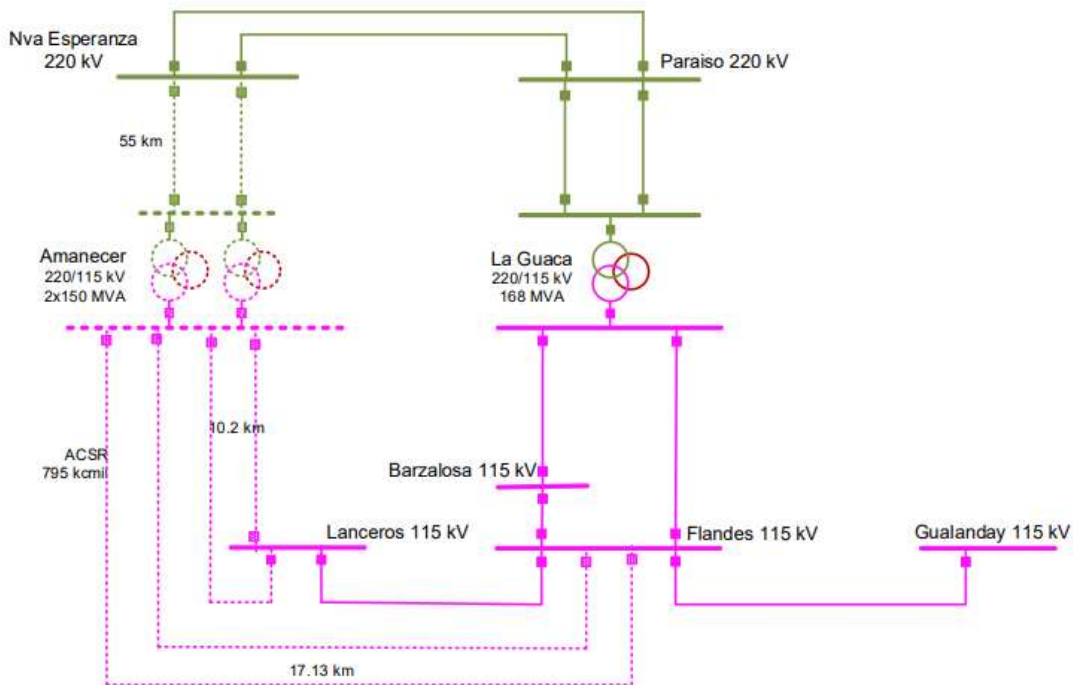


Figura 13. Diagrama unifilar SE Amanecer y líneas asociadas.

Seguidamente se presenta el análisis de los resultados obtenidos durante las simulaciones, encontrando que:

1. Se simuló el escenario más crítico que corresponde a alta generación en Huila-Tolima e importación desde Ecuador.
2. No se presentaron subtensiones en red completa.
3. Sin el proyecto ya se presentaban subtensiones en 9 subestaciones del área, las cuales se subsanan en su totalidad con la entrada en operación del proyecto.

CAPT No. 204

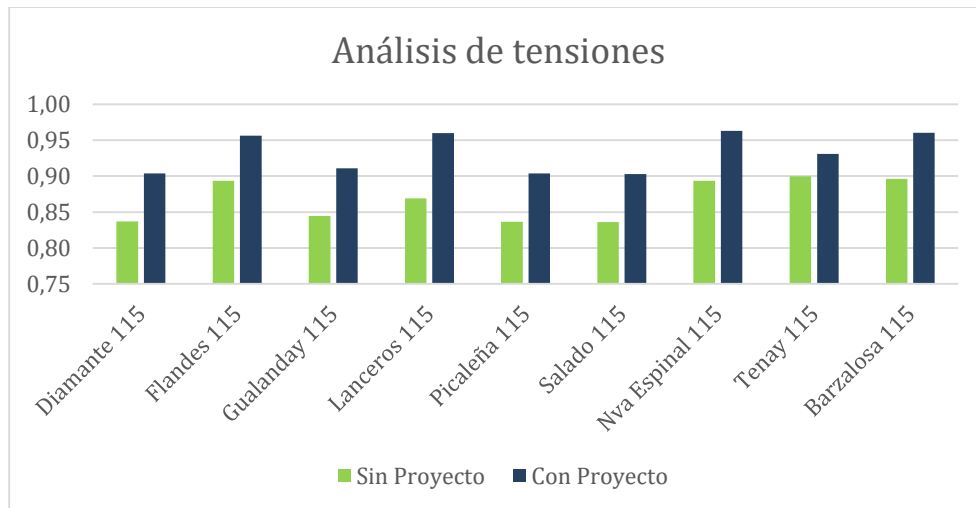


Figura 14. Análisis de tensiones red completa

- En análisis de cargabilidad las violaciones que se presentan sin el proyecto no son subsanadas con la entrada en operación del proyecto, sin embargo, se mitigan en su mayoría. También se encontró que los dos nuevos enlaces Flandes – Amanecer 115 kV entrarían con sobrecarga.

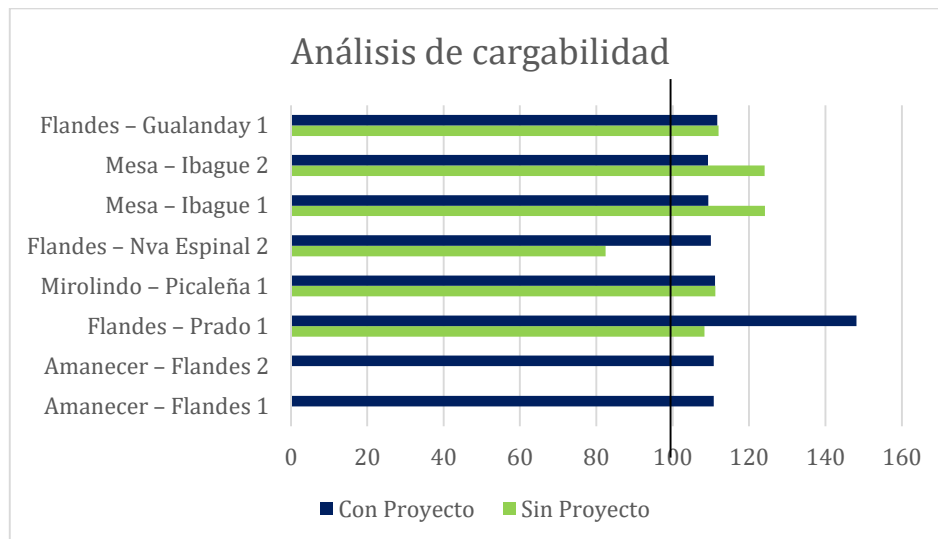


Figura 15. Análisis de cargabilidad red completa.

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. 204

5. En cuanto a corto circuito, en el análisis con proyecto, se presentan aumentos en las magnitudes en varias SE.

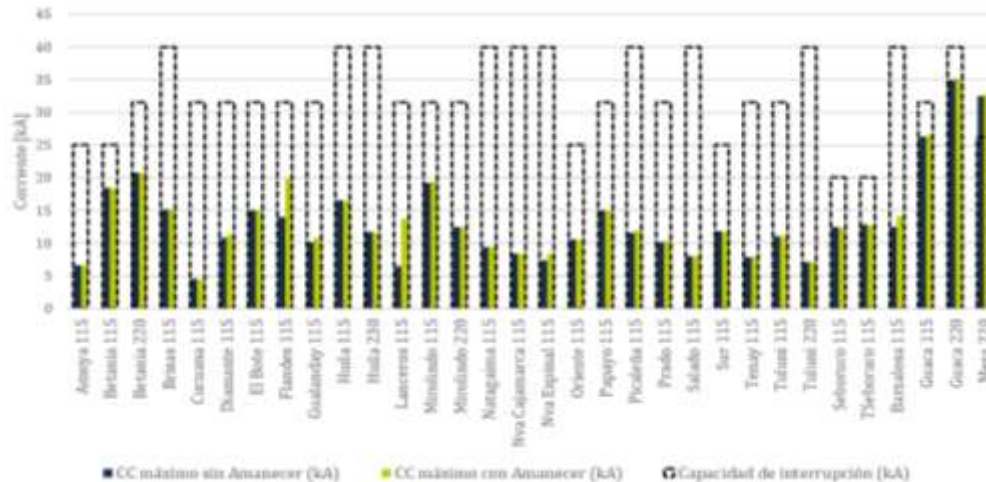


Figura 16. Análisis de cortocircuito.

Finalmente se muestra la relación costo beneficio, calculados a partir de las problemáticas presentadas ante contingencias, encontrando que esta corresponde a $1.788 > 1$.

Tabla 5. Análisis económicos SE Amanecer.

Costos (C)	\$ MUSD 7,044
Beneficios (B)	\$ MUSD 12,640
B/C	1,788

Intervención CELSIA: ¿Las líneas Mirolindo – Gualanday y Lanceros - Flandes fueron tenidas en cuenta en el análisis realizado? **RTA UPME:** no, la Unidad está dando prioridad a otras obras más grandes con mayores beneficios.

Intervención XM: En lo referente a los nuevos enlaces Flandes – Amanecer 115kV, estos al ser nuevos debería definirse los criterios respectivos para que estos no tengan una cargabilidad superior al 50%, tomando como ejemplo el proceder del CND. Igualmente, XM,

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. 204

manifiesta los beneficios que tendría la ejecución de obras en 500 kV que mejoren los flujos entre Huila y Caquetá, desde el área suroccidental.

Intervención ENEL: Con base en los resultados, se están trasladando todos los flujos a dos puntos embudo, como son La Guaca 115 y las dos líneas Colegio – La Guaca, lo que hace quedar corto al proyecto en cuanto a holgura. También menciona algunas propuestas en 500 kV, anteriormente tratadas con la UPME, que ayudarían a resolver el problema de alta generación en la zona.

Posterior a esto, y con base en los resultados, la UPME presenta 5 propuestas adicionales para la conexión a la SE Amanecer. La Guaca 220 kV, Paraíso 220 kV, Seccionar Nueva Esperanza – San Mateo, Seccionar Nueva Esperanza – Paraíso y Seccionar La Mesa – Mirolindo.

Intervención ENLAZA: Se hace necesario que la UPME realice análisis un poco más detallados de las propuestas hechas, que faciliten la toma de decisiones, igualmente, hace claridad sobre las dificultades sociales que conlleva la ejecución de las obras propuestas en el área de influencia del proyecto presentado, razón por la cual si es muy importante tener en cuenta la opción de una conexión en 500 kV preferiblemente. También solicita mayor claridad en lo referente al año de entrada en operación de los proyectos y el año base de los costos y beneficios del análisis económico.

Se programarán reuniones internas con los operadores de red Celsia Colombia y Enel-Codensa, con el objetivo de analizar la mejor alternativa de conexión de la SE Amanecer 230 kV o si es el caso 500 kV, beneficiando la zona oriental y suroccidental del país.

VARIOS

1. Para final de este gobierno se esperan conectar 6 Gigavatios de generación renovable, existen dos problemáticas las cuales hay que abordar de manera inmediata, la primera es el nivel de cortocircuito máximo en el cual ya hay un grupo de trabajo entre los diferentes agentes; y la segunda, la fortaleza de red en la cual no se ha avanzado ya que se necesita garantizar la estabilidad de la conexión de las 6 Gigavatios de energía renovable a la red.
2. Los proyectos que afectan la zona oriental son: Virginia – Nueva Esperanza (FPO estimada en mayo de 2025), Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza (FPO agosto de 2026), Chivor – Norte – Bacatá (FPO septiembre de 2026). El cuello de botella de estos tres proyectos es el licenciamiento ambiental presentando retrasos.

CAPT No. 204

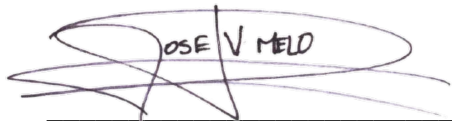
3. Para la zona norte del país los proyectos pertenecientes al GEB, Colectora – Cuestecitas también tiene en evaluación el impacto de licencias medioambientales y Cuestecitas – La Loma ya está en construcción.
4. El viceministro de energía ha venido adelantando reuniones con la ministra de ambiente, para la modificación de licencias ambientales para los proyectos que se adelantan en el área oriental, se tiene la confianza de que haya pronunciamiento lo más pronto posible ya que estos casos están en la oficina de la ministra de medio ambiente.
5. Desde la Unidad de Planeación se plantea que las actas sean subidas a un Drive para las observaciones y comentarios, para no tener comentarios duplicados, además se pide a los miembros del CAPT que solo se podrá ingresar al drive con correo institucional y no con correos personales.

CONCLUSIONES / DECISIONES

1. Se van a realizar las correspondientes correcciones de los proyectos Tonchalá y Amanecer de acuerdo con las observaciones realizadas por los miembros del CAPT.
2. Es importante socializar el resumen del mapa de convocatorias actualizado al CAPT.
3. La fortaleza de red para la conexión de 6 Gigavatios de energía renovable al sistema será abordada en la Mesa Técnica Regulatoria.
4. Subir las actas al drive para que los diferentes miembros del comité tengan posibilidad de realizar comentarios a las actas.
5. Se recomienda a la UPME que tanto la Mesa Técnica Regulatoria como el CAPT, las invitaciones sean enviadas con anticipación para que las personas involucradas tengan tiempo de agendar y si es presencial los vuelos puedan ser comprados con tiempo.

CAPT No. 204**COMPROMISOS - PARTICIPANTES***Tabla 4. Compromisos y tareas.*

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Cambio de FPO proyectos de convocatoria.	UPME	Antes del próximo CAPT
Reunión extraoficial para mirar soluciones en Oriental.	ENEL	Antes del próximo CAPT
Crear una mesa de trabajo para revisar la conexión de la subestación Amanecer 230/115 kV.	ENEL – UPME – CELSIA.	Antes del próximo CAPT
Informes Amanecer y Tonchalá	UPME	Antes del próximo CAPT

FIRMAS**José Vicente Melo**

Presidente CAPT

**Carlos Adrián Correa Flórez**Director General UPME
Secretario técnico CAPT**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).