



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 44

### CAPT No. 206

**FECHA:** 16 de Julio de 2024

**LUGAR:** Presencial UPME

**HORA:** 8:00 AM

*Tabla 1. Miembros del CAPT vigencia 2024 - 2025*

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Cesar Augusto Cuta Durán	Principal	X
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	X
		Laura Victoria Quintero	Suplente	
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal	
		Gabriel Suarez	Suplente	X
	GEB	Juan Jacobo Rodríguez	Principal	
		Jairo Pedraza	Suplente	X
José Vicente Melo		Suplente	X	
Gran Consumidor	LA LOMA - DRUMMOND 500 KV	Manuel Hernando Naranjo	Principal	X
		Daniel Enrique Santana	Suplente	X
	Sierra-Col Energy	Olga Lucía Vergara	Principal	X
		Paola A. Santana Plata	Invitada	
	CERRO MATOSO	Johan Urrea	Principal	X
		José Ruiz	Suplente	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Juan Carlos Pardo	Principal	X
		Armando Rojas Orbes	Suplente	X
		Libardo Villamizar	Suplente	
		Camilo Agredo	Suplente	X
	CELSIA	Wilton Ariel Reyes Rueda	Principal	
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	X
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	X
Juan Carlos Rueda		Suplente		
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	X
		Stephanía Bernier	Suplente	X
Distribuidor	EBSA	Hugo Emiro Vega Angulo	Principal	X

F-DE-013 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 2 de 44

### CAPT No. 206

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Elsa Giovana Cano Aguirre	Suplente	X
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	X
		Esteban Tobon	Invitado	
		Jaime Castillo	Invitado	
		Jairo Serrano Luna	Invitado	
UPME	UPME	Jose Lenin Morillo	Secretario	
		Hector Rosero	Secretario	X
		Carlos Saldarriaga	Secretario	
		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
		Luis Fernando López	Secretario	X
		Paula Bautista	Secretario	X
		Sergio Cubillos	Secretario	X
		Sonia Echeverría	Secretario	X
		Brandon Huaca Cuellar	Secretario	X
		William Fernando Villamil	Secretario	X
		Brajham David Chitiva	Secretario	X
		Felipe Rodríguez Tuta	Secretario	X
		Fredy Augusto Gomez	Secretario	X
		Luz Adriana Duque	Secretario	X
		Manuel Octavio Acevedo	Secretario	X
Oscar Iván Parra	Secretario	X		
Jorge Zuluaga	Secretario	X		
Andres Zapata	Secretario	X		
Juan David Agudelo	Secretario	X		

F-DE-013 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 44

### CAPT No. 206

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Karol Enrique Cifuentes	Convocatorias	X
		Sandra Alzate	Convocatorias	
		Diana Serrano	Convocatorias	
		David Ricardo Murcia	Convocatorias	X

**Nota:** Sus datos personales han sido y están siendo tratados conforme con nuestra Política de Tratamiento de Datos Personales. Para mayor 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](https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Documents/Anexo_res_426_2017_Politica_tratamiento_datos_personales.pdf)

### OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Realizar el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 206 Vigencia Año 2024, el cual tiene como objetivo votar por el primer paquete de obras de transmisión.

### ORDEN DEL DÍA

Tabla 2. Agenda del día.

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
Verificación del quórum	UPME	8:00 - 8:10
Presentación de nuevos miembros del CAPT y votación por el presidente	UPME	8:10 - 8:40
Informe Mesa Ambiental	UPME	8:40 - 8:55
Informe convocatorias: <ul style="list-style-type: none"><li>Informe General.</li></ul> Aclaración de dudas y posterior votación de cambios de FPO en posibles proyectos por ampliación: <ul style="list-style-type: none"><li>Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV.</li><li>Ampliación en la subestación San Marcos 500 kV.</li></ul>	UPME	8:55 - 9:30
Descanso	TODOS	09:30 - 09:45
Votación obras de expansión: Aclaración de dudas y posterior votación:	UPME	09:45 - 11:30

F-DE-013 V.3

15/07/2024

**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.



### CAPT No. 206

<ul style="list-style-type: none"><li>• Compensadores síncronos</li><li>• S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui</li><li>• S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas</li><li>• S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV</li></ul> Aclaraciones y dudas. <ul style="list-style-type: none"><li>• S/E Amanecer</li></ul>		
Propuesta de Obras en Caribe	ISA TRANSELCA	11:30 - 12:00
Varios	TODOS	12:00 - 12:30

### DESARROLLO

#### 1. Verificación quórum

8:10 am: se da inicio al CAPT 206

Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al comienzo de este documento. Teniendo en cuenta que se cuenta con el quórum necesario se inicia la reunión.

#### 2. Presentación de los nuevos miembros del CAPT y votación por el presidente:

Se presentan los nuevos miembros del CAPT el cual queda conformado de la siguiente forma: *Transmisores - ISA INTERCOLOMBIA, EPM y GEB, Grandes Consumidores - LA LOMA – DRUMMOND 500 KV, SIERRACOL ENERGY y CERROMATOSO, Comercializadores - ENEL COLOMBIA, CELSIA y AIR-E, Generadores - TERMOBARRANQUILLA (TEBSA) - Distribuidores: EBSA.* Posteriormente se da inicio al proceso de postulación y votación por el presidente de la nueva vigencia.

Junto con lo anterior, se indican las condiciones para ejercer la presidencia, así como las funciones del presidente.

- La Presidencia del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión será ejercida por uno de los miembros del Comité y se elegirá por votación, con la mitad más uno de los votos de los miembros presentes.
- El período del presidente será de un año y no podrá ser reelegido en el período inmediatamente siguiente.



## CAPT No. 206

Las funciones del presidente serán las siguientes:

- Coordinar con el secretario del Comité las reuniones y la agenda de las mismas.
- Velar por el cumplimiento de las funciones por parte del Comité y por la coordinación y cumplimiento del programa de trabajo que se establezca.
- Presidir y moderar las reuniones.
- Representar al Comité cuando se requiera.
- Suscribir las actas del Comité y las comunicaciones que el Comité emita.

En el evento que el presidente no asista a una reunión, el Comité elegirá un presidente ad-hoc.

Posteriormente se pregunta qué miembro del CAPT 2024 quiere postularse como presidente; a lo cual el ing. Cesar Augusto Cuta Durán de ISA INTERCOLOMBIA se postuló y fue el único postulante. Dado que no hubo objeción ante la postulación fue elegido como el nuevo presidente del CAPT vigencia 2024 y 2025.

### 3. Informe Mesa Ambiental:

- Se presentó el cronograma propuesto para las actividades del segundo semestre del año.
- Se socializaron los polígonos de localización de subestaciones para Sopó y Cabrera y se espera retroalimentación de las empresas.
- Se espera iniciar el trabajo de identificación de impactos ambientales que aplican al sector para posteriormente socializar con ANLA para la actualización de la guía de jerarquización de impactos.
- Se solicita que el cronograma de las actividades a desarrollarse por la mesa ambiental se comparta con los miembros del CAPT para hacer seguimiento al mismo.

### 4. Informe convocatorias:

Se presentó el informe de convocatorias por parte del coordinador del GIT Convocatorias de la UPME, de acuerdo con este, a la fecha la UPME ha adjudicado nueve convocatorias (incluida la convocatoria UPME 05-2021 Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas adjudicada durante la semana del 8 de julio del 2024). A pesar de esto, los inversionistas de siete de estas convocatorias aún están pendientes de que se les expida la resolución de ingresos por parte de la CREG, lo que no ha permitido que se dé inicio al desarrollo de las obras en estas, comprometiendo así su Fecha de Puesta en Operación (FPO). La última obra que inició ejecución fue la relacionada con la convocatoria UPME 07-2022 Subestación Alcaraván 230 kV junto con sus líneas de transmisión asociadas, adjudicada el 6



## CAPT No. 206

de diciembre del 2023, pero solo hasta hace poco, la CREG expidió la resolución de ingresos anuales esperados.

En la misma línea, se mencionó que las convocatorias relacionadas con la subestación Alcaraván STR 115 kV, la subestación Cabrera 230 kV y la subestación Sopó 230 kV son las próximas en salir a publicación.

Referente a la subestación Sopó, se aclaró que el 30 de mayo del 2024 el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó para comentarios la resolución que anexa la obra al plan de expansión de referencia 2022, por lo cual, a la fecha del presente comité no se cuenta con la versión definitiva. Adicionalmente, se les recordó a los miembros del comité los tiempos que necesita la UPME después de haber sido emitida la resolución que anexa la obra al plan de expansión, para solicitar las garantías a los diferentes usuarios del proyecto, lo cual requeriría de algunos días adicionales.

El equipo de Enlaza manifestó su preocupación por los tiempos que está tomando la aprobación de obras por parte del Ministerio de Minas y Energía, poniendo como ejemplo a la subestación Sopó, que fue aprobada por el CAPT desde noviembre del 2023. Al respecto, la UPME reiteró su compromiso con la aprobación de obras, no obstante, se recordó que los tiempos se ven afectados por etapas ajenas a la UPME, por ejemplo, los proyectos adjudicados desde enero del 2024 que aún no cuentan con la resolución de ingresos anuales esperados.

A continuación, se listan los proyectos presentados al comité que a la fecha presentan más atrasos:

- **UPME 06-2017 Colectora** (FPO prevista: Julio 2026): Se recibió licencia ambiental para el tramo Colectora-Cuestecitas mediante resolución 001060 del 7 de junio del 2024. El inversionista presentó recurso de reposición al respecto el 26 de junio del 2024, debido a que se negó la licencia para algunos tramos de red, plazas de tendido y sitios de torres. Respecto al tramo Cuestecitas-La Loma se cuenta con un avance de torres construidas del 31.25% y el segundo circuito reporta un avance ejecutado del 56.5%. Esta información tiene corte del 30 de mayo del 2024, siendo esta la fecha del último informe de interventoría.
- **UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso** (FPO prevista: marzo 2026): La obra civil en las subestaciones fue finalizada en mayo del 2024. Los retrasos en la construcción de la línea se deben a las sustracciones de las reservas forestales, referenciadas en la resolución 0690 del 11 de junio del 2024. Si bien estas sustracciones ya fueron concedidas, aún se espera que la ANLA levante la suspensión al trámite de licenciamiento ambiental. Una vez se tenga la licencia ambiental en firme se iniciará la construcción.



### CAPT No. 206

- **UPME 07-2016 Virginia - Nueva Esperanza** (FPO prevista: julio 2025): Se negó 1 sitio de torre de los 17 aprobados en la última modificación de licencia ambiental. Adicionalmente, dos terceros intervinientes presentaron recurso de reposición contra la licencia otorgada y el inversionista presentó recurso de reposición contra el sitio de torre negado en la licencia. A la fecha se reporta un avance del 96.1%.
- **UPME 01-2013 Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza** (FPO prevista: octubre 2026): La modificación de licencia ambiental para la subestación Norte se encuentra suspendida, nuevamente por el tema de sustracciones. Para la llegada a la subestación Nueva Esperanza se levanta la suspensión a la modificación de licencia ambiental. Los retrasos en esta obra se deben a la reubicación del proyecto por orden judicial del Tribunal Superior de Cundinamarca, que obligó a surtir un nuevo trámite de licenciamiento ambiental. Referente a la construcción de torres contempladas por el proyecto se lleva un avance del 24%.
- **UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental** (FPO prevista: septiembre 2026): El tramo I ya finalizó su construcción y el tramo III se espera para octubre del 2024. El tramo II presenta oposición por parte de las comunidades del municipio de Ginebra. Este último tramo no cuenta con licencia y el proceso de audiencia pública ambiental se encuentra suspendido.
- **UPME 03-2010 Chivor-Norte-Bacatá** (FPO prevista: diciembre 2026): Se encuentran en trámite dos modificaciones de licencia para la subestación Norte y restricciones a lo largo del trazado. La subestación Norte debió ser reubicada por orden del Tribunal Superior de Cundinamarca, lo que obligó a repetir el trámite ambiental y generó retrasos. Se tiene un avance del 51% respecto a la construcción de torres.

Se presentó el cronograma previsto para las próximas convocatorias de la UPME. Dicho cronograma se muestra a continuación:



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 8 de 44

### CAPT No. 206

PROYECTO		2024						2025			
		JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO
STN	UPME 01-2024 - Subestación Sopó 230/115 kV										
STN	UPME 09-2021 - Subestación "Cabrera" 230/115 kV										
STN	UPME 10-2021 - San Lorenzo 230 kV										
STR	UPME STR - SVC CHOCÓ (RESOL URGENCIA)										
STR	UPME STR - SVC ÍNSULA (RESOL URGENCIA)										
STN	UPME - Subestación Magangué 500 kV (RESOL URGENCIA)										
STR	UPME - Subestación Magangué 115 kV										
STR	UPME STR 11-2021 - Alcaraván 115 kV										
STR	Río Sinú - Nueva Montería 115 kV										
STN	UPME - Subestación Tonchalá 230 kV										
STR	UPME - Subestación Tonchalá 115 kV										
STN	UPME - Compensadores Sincronos										
STN	UPME - Subestación Nueva Chocó 230 kV										
STR	UPME - Subestación Nueva Chocó 115 kV										

Dentro de estas convocatorias destacan las siguientes obras declaradas como proyectos de urgencia:

- UPME STR SVC Chocó (STR)
- UPME STR SVC Ínsula (STR)
- UPME - Subestación Magangué 500 kV (STN)
- UPME - Subestación Magangué 115 kV (STR)

Se menciona la posibilidad de que los operadores correspondientes desarrollen las obras del STR SVC Ínsula y la subestación Magangué 115 kV. Mientras que, para la obra del SVC Chocó se prevé que el operador no manifieste interés en su desarrollo y, por lo tanto, esta obra salga por convocatoria. De acuerdo con esto, se espera que, de las 4 obras mencionadas anteriormente, tan solo dos saldrán por convocatoria UPME. Finalmente, se reitera que las fechas propuestas en el cronograma son tentativas, teniendo en cuenta el compromiso por parte del MME de tratar de minimizar los tiempos.

Con respecto a las obras del STR Río Sinú - Montería 115 kV, Afinia expresa su intención de realizar la obra, por lo cual esta obra no saldría a convocatoria. Igualmente sucede para la obra de la subestación Tonchalá 115 kV, donde CENS ha expresado su intención de realizar las obras. Por otra parte, para la subestación Alcaraván 115 kV, se está a la espera de una información por parte de ENERCA para definir las obras que van a convocatoria.



## CAPT No. 206

Se hace la claridad de que los tiempos planteados consideran tiempos normales en los trámites y se hace énfasis en la dependencia del MME para que se cumpla el cronograma previsto. Se aclara al comité que estas obras no van a ser declaradas como urgentes, sino que van a dar su trámite normal con su incorporación en el Plan de Expansión; adicionalmente se expresa que se tiene un compromiso por parte del Ministerio de ser diligentes con respecto a estas obras una vez se presenten en el Plan de Expansión.

Se aclara adicionalmente que el proyecto de Compensadores Síncronos incluidos en este paquete de obras son los relacionados a subestaciones del STR del área GCM. Se tiene en estudio por parte del grupo jurídico de la UPME si estas obras se sacan a convocatoria como obras del STN o del STR, dado que su implementación impactaría notablemente en temas de tarifas del área Caribe.

Con respecto a unas obras del área de Tolima, específicamente las líneas Flandes - Lanceros 115 kV y Mirolindo - Gualanday 115kV, la UPME aclara que estas obras están siendo estudiadas de nuevo en el Grupo de Transmisión debido a cambios en las cargabilidades por nuevos proyectos solares fotovoltaicos. Asimismo, se expresa que desde la UPME se está estructurando una nueva metodología para el cálculo de costos y beneficios de las obras relacionadas a la Subestación La Paz y la línea de transmisión Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV; entre los cuales se plantea dividir la obra para hacerla más viable desde el punto de vista de los inversionistas.

El Ministerio de Minas y Energía expresa, ante la pregunta del comité del avance en los trámites de la SE Sopó, que se está realizando las últimas revisiones de carácter jurídico y se espera que en el transcurso de 1 a 2 semanas se tenga la resolución definitiva. Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía pregunta a la UPME por el envío de la documentación de los proyectos urgentes para validar y hacer la respectiva comunicación para arrancar la convocatoria, a lo cual se indica que la documentación se va a entregar al Ministerio el 24 de julio de 2024.

### 5. Votación cambio de FPO obras de convocatorias

Se solicita al CAPT la aprobación del ajuste de las FPO de las obras de ampliación asociadas al corte central de la subestación Chinú 220 kV y la reconfiguración de la subestación San Marcos 500 kV, para lo cual se procede a realizar la respectiva votación, la cual se realiza en bloque para las dos obras.



### CAPT No. 206

Cómo resumen se menciona que ISA, como propietario de ambas subestaciones, manifiesta su interés en realizar las obras con la salvedad de que se modifique la FPO dado que no es posible realizar estas obras en el período establecido. Estas obras ya fueron analizadas técnica y económicamente en el marco del Plan de Expansión 2022-2036 y dado que las condiciones de operación no han cambiado desde cuando se realizó la revisión, se solicita únicamente el cambio en la FPO.

Se aclara que estas obras no necesitan aprobaciones de licencias ambientales dado que son cambios internos en las subestaciones. Adicionalmente se aclara que la modificación de la SE San Marcos corresponde al traslado del reactor de 120 MVAr desde la SE El Copey.

Con respecto a la nueva FPO de los proyectos, se menciona por parte de diferentes agentes su preocupación dado que el tiempo de ejecución del proyecto es fijo, pero la fecha de inicio del proyecto depende de los trámites tanto de la UPME como del Ministerio; respecto a esto se establece que la nueva FPO de los proyectos se calcula desde la fecha actual teniendo en cuenta que el MME y la UPME manifiestan su compromiso con dar diligencia a estas obras. En este caso la nueva FPO queda de la siguiente forma para cada proyecto:

Tabla 3. Proyectos de convocatorias para cambios de FPO.

Proyecto	Transmisor posible interesado	FPO de acuerdo al Plan de Expansión 2022-2036, Resolución 40477 del 24 de julio de 2023	Tiempo de ejecución del proyecto propone transmisor	Nueva FPO
Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	nov-24	17 meses	31-dic-2025
Ampliación en la subestación San Marcos 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	dic-24	26 meses	30-sep-2026

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



**CAPT No. 206**

*Tabla 4. Votación cambio de FPO proyectos por convocatoria.*

AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	X	
	EPM	X	
	GEB	X	
Gran Consumidor	La Loma - Drummond	X	
	SierraCol Energy	X	
	Cerro Matoso	X	
Comercializador	Enel Colombia	X	
	Celsia	X	
	Air-e	X	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

**6. Revisión final de obras de expansión a aprobar:**

**6.1. Compensadores Síncronos**

La Unidad realiza un resumen de los antecedentes y problemáticas a resolver con la obra Compensadores síncronos STR, área GCM. Se presenta el análisis de localización, los escenarios de operación a mediano y largo plazo, y propuestas por parte de la UPME y los resultados técnicos y económicos. Finalmente se presentan las conclusiones en relación con la obra, proponiendo al CAPT la alternativa de instalación de 5 unidades de



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 12 de 44

### CAPT No. 206

compensadores síncronos en las subestaciones: El Banco, La Jagua, Maicao, Guatapurí y Bureche con capacidad nominal cada uno de 50 MVAR.

Se procede a la ronda de preguntas y respuestas:

Ante la consulta sobre si se realizó el análisis del cortocircuito, se aclara, se nombra y muestra con la presentación las subestaciones con aumento significativo en el valor de cortocircuito: Bureche 110kV, El Banco 110kV, Guatapurí 110kV, Jagua 110kV, Riohacha 110kV y Santa Marta 110kV. Para el resto de los nodos del área de GCM los aportes son bajos, no significativos tanto en las subáreas GCM como en Atlántico.

De igual manera, se realiza un comentario sobre evaluar los aportes de las obras a los niveles de cortocircuito en las distintas áreas del SIN para posteriores obras. Se indica que los aportes de la obra de compensadores son mínimos por cuanto se encuentra localizado en puntos lejanos eléctricamente hablando del resto del sistema. Si bien se indicó que los aportes son mínimos, no se compartieron los resultados en las demás barras del SIN; ENEL indicó que recomienda tener el mismo criterio de evaluación de cortocircuito tanto para obras del SIN como para la conexión de generadores a través de la resolución CREG 075, en las que para el cálculo de las corrientes de corto circuito se consideren los aportes de todo el parque de generación del SIN, tal como se hace para evaluar las capacidades máximas y las necesidades de expansión de corto circuito.

También se confirma que la obra está comprendida por 5 unidades de compensación síncrona de 50 MVAR; también se aclara ante una consulta, que se realizó por medio de consultoría un estudio de espacio físico, que confirmaba la necesidad de implementar la obra en predios aledaños de cada Subestación. Se aclara que la consultoría incluye aspectos técnicos, económicos, prediales, sociales y ambientales. Se aclara que al no existir unidades constructivas asociadas a los compensadores síncronos, se tomó para el análisis costo-beneficio como valores de referencia los investigados por la consultoría contratada.

Se realiza una consulta sobre compensadores a nivel de STN que había propuesto XM, donde se aclara que la Unidad inició el análisis y los resultados se presentarán para análisis de CAPT en reuniones posteriores.

Se realiza una aclaración sobre el objetivo de las gráficas tipo histograma de frecuencias, que es la comparación con y sin obras del comportamiento de las tensiones en p.u. en la zona de GCM, y no tiene un enfoque de análisis probabilístico sino resultados del flujo de potencia en operación normal. Además, se aclara que los beneficios se analizan por DNA para simulaciones en operación normal, dado que en la actualidad en la operación real se



## CAPT No. 206

presentan bajas tensiones en varios puntos del área de GCM y esta obra elimina la DNA asociada a bajas tensiones.

### 6.2.S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui

Se realizó una presentación del estado actual de la red administrada por el operador de red, Empresa Distribuidora del Pacífico - DISPAC, resaltando que la red se encuentra en estado de alerta desde el tres (3) de febrero de 2023, debido a las bajas tensiones en condiciones normales de operación (red completa) y ante la salida de alguno de los circuitos que componen los enlaces Virginia - Cértegui - Quibdó - El Siete - Barroso - Bolombolo. Ante la contingencia Cértegui - Virginia, solo se pueden atender 17,7 MW de los 34,6 MW que demanda el departamento del Chocó. Los resultados técnicos de la red actual mostrados en la sección del CAPT se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 5. Perfil de tensiones en la zona de influencia del proyecto – Red completa.

Tensiones en barras en red completa - Generación mínima - Sin proyecto						
Subestación	2024			2030		
	DMax	DMed	DMin	DMax	DMed	DMin
Barroso 110	0.999	0.978	1.021	0.984	0.976	1.024
Bolombolo 110	1.002	0.981	1.022	0.988	0.980	1.027
Certegui 115	0.926	0.912	0.960	0.904	0.898	0.954
El Siete 110	0.991	0.971	1.016	0.973	0.965	1.017
Quibdo 115	0.921	0.904	0.956	<b>0.899</b>	<b>0.891</b>	0.951
Virginia 115	0.985	0.979	0.999	0.970	0.966	0.995



### CAPT No. 206

Tabla 6. Perfil de tensiones en la zona de influencia del proyecto – Ante contingencias N-1.

Tensiones en barras ante contingencia - Generación mínima - Sin proyecto						
Subestación	2024			2030		
	DMax	DMed	DMin	DMax	DMed	DMin
Barroso 110	No conv	No conv	0.882	No conv	No conv	0.838
Bolombolo 110	0.990	0.955	1.003	0.974	0.965	1.017
Certegui 115	0.701	0.687	0.851	0.796	0.787	0.814
El Siete 110	No conv	No conv	0.866	No conv	No conv	0.820
Quibdo 115	0.661	0.644	0.830	No conv	No conv	0.788
Virginia 115	0.873	0.840	0.935	0.837	0.829	0.934

**No conv: Colapso de tensiones**

Posteriormente, se presentó la solución propuesta por DISPAC y la UPME, la cual consiste en la realización de las obras planteadas a continuación:

1. Instalación de 30 MVar de compensación dinámica en la subestación Cértégui 115 kV. FPO propuesta para el 2027.
2. Nueva subestación 115 kV en la ciudad de Quibdó (Nueva Quibdó 115 kV), mediante el seccionamiento de la línea El Siete - Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2030.
3. Barraje de 220 kV en la subestación Nueva Quibdó. FPO propuesta para el 2030.
4. Doble circuito Carreles Nueva Quibdó 220 kV. FPO propuesta para el 2030.
5. Nuevo circuito Cértégui - Nueva Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2030.
6. Nuevo circuito Hispania - Nueva Quibdó 115 kV. FPO propuesta para el 2030.
7. Traslado del 50 % de la carga de la subestación Quibdó a la nueva subestación. FPO propuesta para el 2030.

La siguiente imagen muestra la propuesta de expansión sometida a votación por parte de los miembros del CAPT:



CAPT No. 206

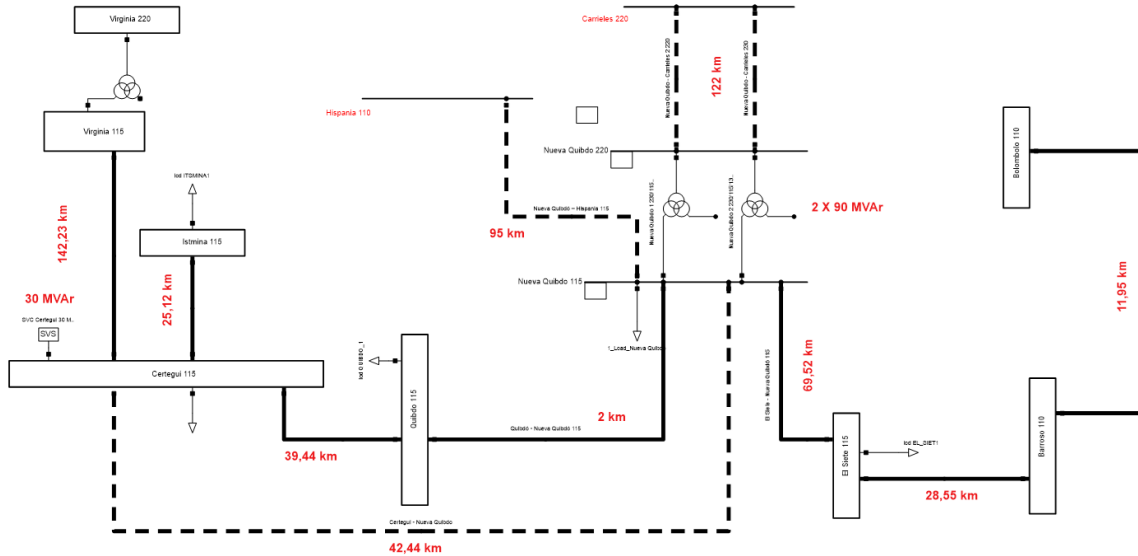


Figura 1. Diagrama unifilar SE Nueva Quibdó y líneas asociadas

Los resultados obtenidos muestran que la obra propuesta soluciona las problemáticas de tensión en el área en todos los escenarios analizados, tanto en contingencia (N-1) como en condición normal de operación (red completa).

En las siguientes figuras se muestran los resultados presentados a los miembros del CAPT con la entrada del proyecto.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 16 de 44

### CAPT No. 206

*Tabla 7. Resultados de tensiones red completa.*

Tensiones en barras en red completa - Generación mínima - Con proyecto												
Subestación	2027						2030					
	DMax		DMed		DMin		DMax		DMed		DMin	
	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio
Barroso 110	0.992	1.01	0.982	1.00	1.027	1.04	0.992	1.02	0.982	1.01	1.027	1.05
Bolombolo 110	0.995	1.01	0.986	1.00	1.030	1.04	0.995	1.01	0.986	1.01	1.030	1.04
Certegui 115	0.915	1.01	0.906	1.01	0.958	1.01	0.915	1.01	0.906	1.01	0.958	1.01
El Siete 110	0.982	1.02	0.972	1.01	1.021	1.04	0.982	1.03	0.972	1.03	1.021	1.06
Quibdo 115	0.910	0.98	0.900	0.98	0.956	1.00	0.910	1.01	0.900	1.01	0.956	1.02
Virginia 115	0.975	0.99	0.967	0.99	0.994	1.00	0.975	0.98	0.967	0.98	0.994	1.00

*Tabla 8. Resultado de tensiones ante contingencia N-1.*

Tensiones en barras ante contingencia - Generación mínima - Con proyecto												
Subestación	2027						2030					
	DMax		DMed		DMin		DMax		DMed		DMin	
	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio	Base	Estudio
Barroso 110	No conv	0.99	No conv	0.98	0.856	1.02	No conv	1.01	No conv	1.00	0.856	1.04
Bolombolo 110	0.983	0.99	0.971	0.98	1.020	1.03	0.983	1.01	0.971	1.00	1.020	1.04
Certegui 115	0.817	0.96	0.806	0.94	0.829	1.01	0.817	1.01	0.806	1.01	0.829	1.01
El Siete 110	No conv	0.97	No conv	0.96	0.839	1.02	No conv	1.01	No conv	1.00	0.839	1.04
Quibdo 115	0.831	0.889	0.820	0.875	0.805	0.94	No conv	1.00	No conv	1.00	0.805	1.01
Virginia 115	0.858	0.98	0.847	0.97	0.944	1.00	0.858	0.98	0.847	0.97	0.944	1.00

Se resalta que la obra tiene una relación beneficio/costo mayor a uno y, que la demanda máxima atendible en el área ante contingencia pasa de 17,7 a 97,6 MW.

Observaciones y dudas:

- EPM: ¿Cuál es el valor agregado de la obra del segundo enlace de línea?  
Respuesta: La consideración de dos puntos de enmallamiento de la red operada por DISPAC nos permite mitigar los efectos causados por posibles retrasos en las obras del STN o STR propuestas, ya que, con la entrada de la línea Nueva Quibdó - Hispania 110 o el doble circuito Nueva Quibdó - Carrieles 220, se mejoran los perfiles de tensión del departamento, mitigando así la DNA que se puede presentar ante la salida de algún activo.
- Enlaza: ¿En los costos de la obra se tuvo en cuenta el tema ambiental para la realización de las unidades constructivas?



### CAPT No. 206

Respuesta: No se tuvo en cuenta porque aún no se tiene definida metodología para considerar este tipo de sobrecostos en las obras.

#### 6.3. S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas

Se mencionan los antecedentes de la obra que involucran estudios realizados en el año 2018 por el OR como solución a las restricciones originadas en las redes con condición radial a 110 kV del área (Chinú - Sincé - Magangué -Mompox y El Copey - El Paso - El Banco) que hoy prevalecen. Posteriormente en el año 2020, UPME aprueba la compensación de 16 MVAR en Mompox, sin embargo, el aumento de la demanda y agotamiento de la red desencadenaron nuevas restricciones y como consecuencia XM declaró en condición de emergencia las subestaciones Mompox 110 kV y El Banco 110 kV.

En el año 2023 Afinia presenta una alternativa de proyecto para solucionar la problemática, denominada Nueva subestación Magangué 500/110 kV, y que consiste en:

Fase 1:

- Construcción de la nueva S/E Magangué 500/110 kV alimentada a través de la reconfiguración de la línea Chinú – El Copey 500 kV.
- Repotenciación de la línea Magangué – Mompox (LN 715) 110 kV.
- Construcción nueva línea Mompox – El Banco (57 km) 110 kV.

Fase 2:

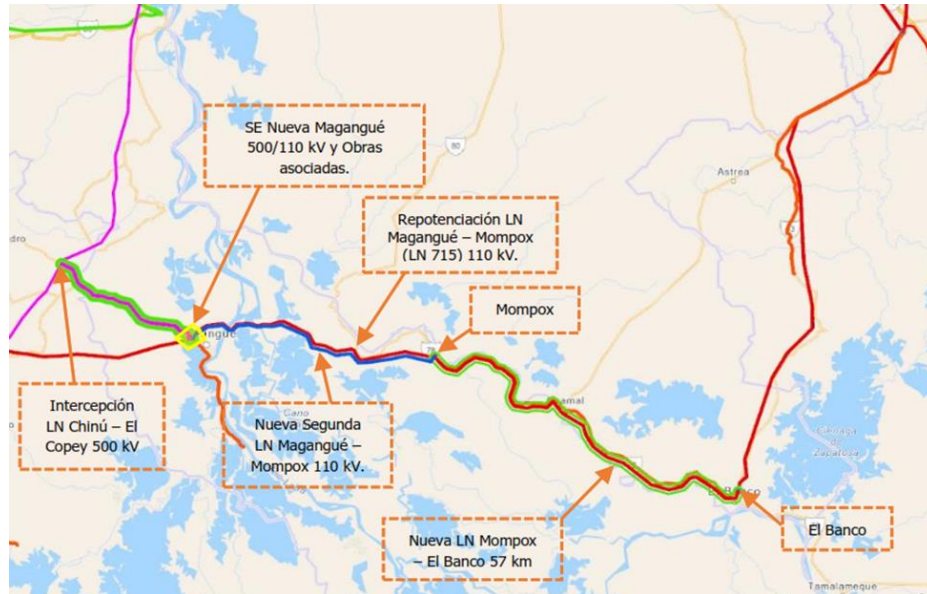
- Construcción segunda línea Magangué – Mompox (45 km) 110 kV.

Igual en atención a recomendaciones de los informes de XM respecto de restricciones y planeamiento operativo (ITR, IPOEMP, IPOELP), se incluye en el proyecto la construcción de la segunda línea Mompox - El Banco (57 km) 110 kV

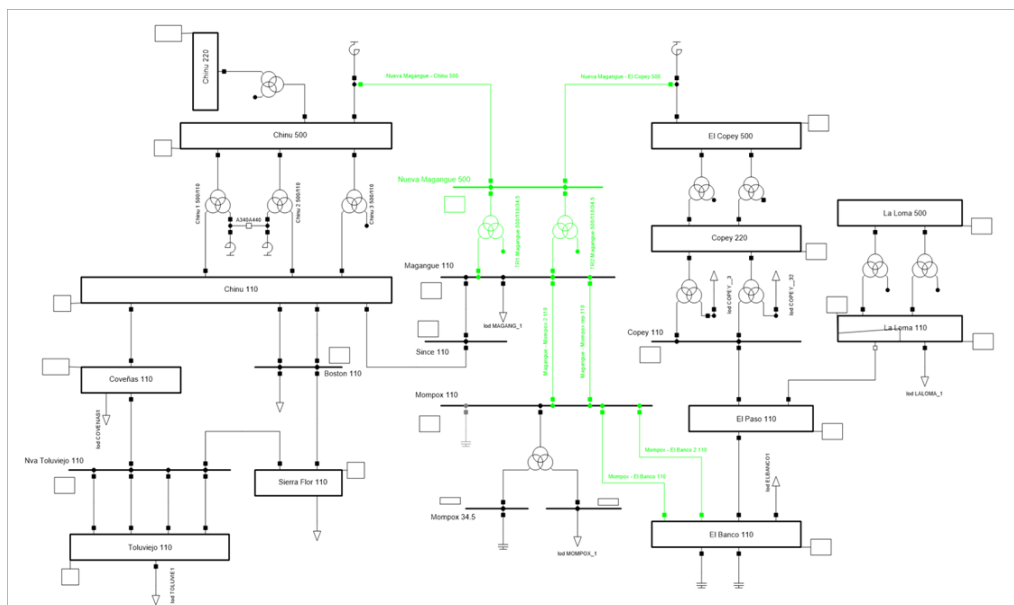
En las siguientes imágenes se puede observar la ubicación geográfica y unifilar de la obra propuesta:



**CAPT No. 206**



*Figura 2. Ubicación geográfica del proyecto Nueva Magangué*



*Figura 3. Unifilar del proyecto Nueva Magangué y líneas asociadas.*



### CAPT No. 206

Ahora bien, las consideraciones del estudio realizado por la UPME fueron las siguientes:

- Horizonte análisis de 2027 - 2033
- Se consideraron 2 despachos: un despacho con máxima generación dentro de la subárea Córdoba-Sucre y Cerromatoso (G1) y un despacho con mínima generación dentro de la sub área Córdoba-Sucre y Cerromatoso (G2).
- Se consideraron 3 demandas: Demanda máxima, media y mínima.
- No se consideraron activos y conexiones del SDL.
- Se consideraron los proyectos de generación y obras de expansión aprobadas acorde a sus FPO.

Resultados del estudio con y sin la obra S/E Nueva Magangué 500/110 kV:

- Resultados en tensión: Sin el proyecto se presenta un incumplimiento generalizado en los niveles de tensión en el área. La entrada de la obra mejora el perfil de tensión de las diferentes subestaciones tanto en operación normal como ante contingencias. Ante la contingencia del transformador Chinú 3 500/110 kV sin la obra el sistema no converge por la gran caída de tensión, caso que con la obra no sucede, pues se mantiene la tensión en los niveles reglamentarios.

En los siguientes gráficos se pueden apreciar los niveles de tensión de las diferentes subestaciones con y sin la entrada de la obra.



### CAPT No. 206

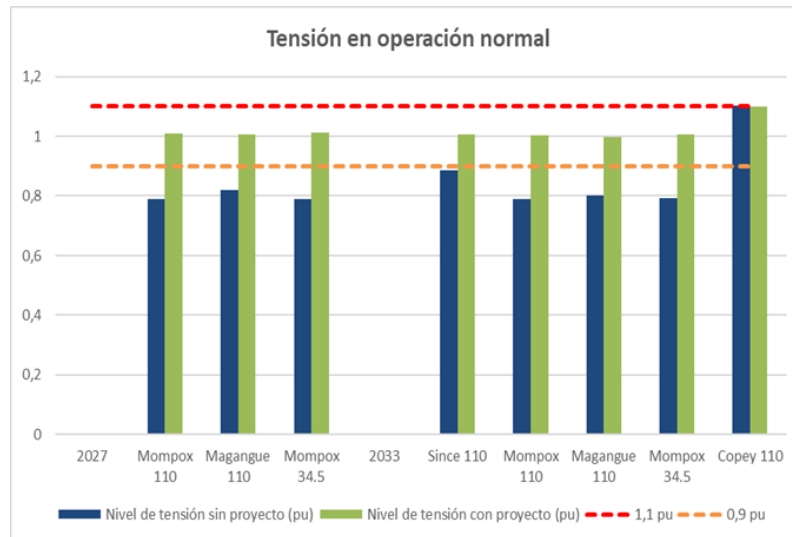


Figura 4. Resultado de tensiones red completa.

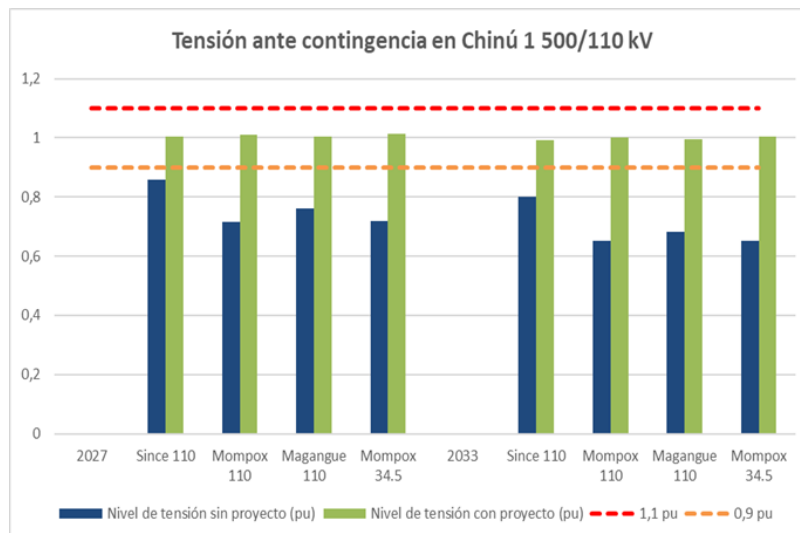


Figura 5. Resultado de tensiones ante contingencia del transformador Chinú 500/110 kV

- Resultados en cargabilidad: Sin el proyecto se presentan sobrecarga en las líneas Chinú- Sincé 110 kV y Magangué - Sincé 110 kV, principalmente. La entrada de la obra



### CAPT No. 206

mejora considerablemente el porcentaje de cargabilidad de los diferentes elementos del sistema, esto tanto en operación normal como ante contingencias. La cargabilidad del transformador Copey 5 500/110 kV permanece igual tanto con la entrada de la obra como sin ella.

En los siguientes gráficos se puede apreciar el porcentaje de carga y sobrecarga de los diferentes elementos del sistema con y sin la entrada de la obra.

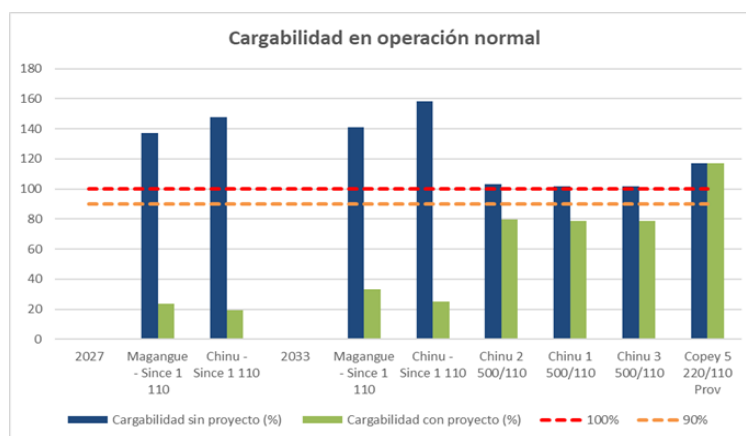


Figura 6. Resultados de cargabilidades red completa

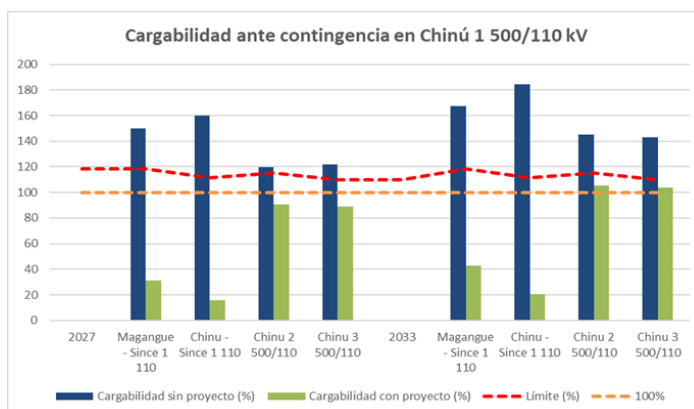


Figura 7. Resultado de cargabilidad ante contingencia N-1.



**CAPT No. 206**

- Resultados en cortocircuito: La entrada de la obra no incrementa significativamente el nivel de cortocircuito en las diferentes subestaciones del área de influencia a excepción de la subestación Magangué 110 kV, la cual, si aumenta en gran medida, consecuencia de la instalación de la nueva subestación en 500 kV, pese a ello no sobrepasa su capacidad de interrupción.

En el siguiente gráfico se puede apreciar el nivel de cortocircuito de las diferentes subestaciones con y sin la entrada de la obra.

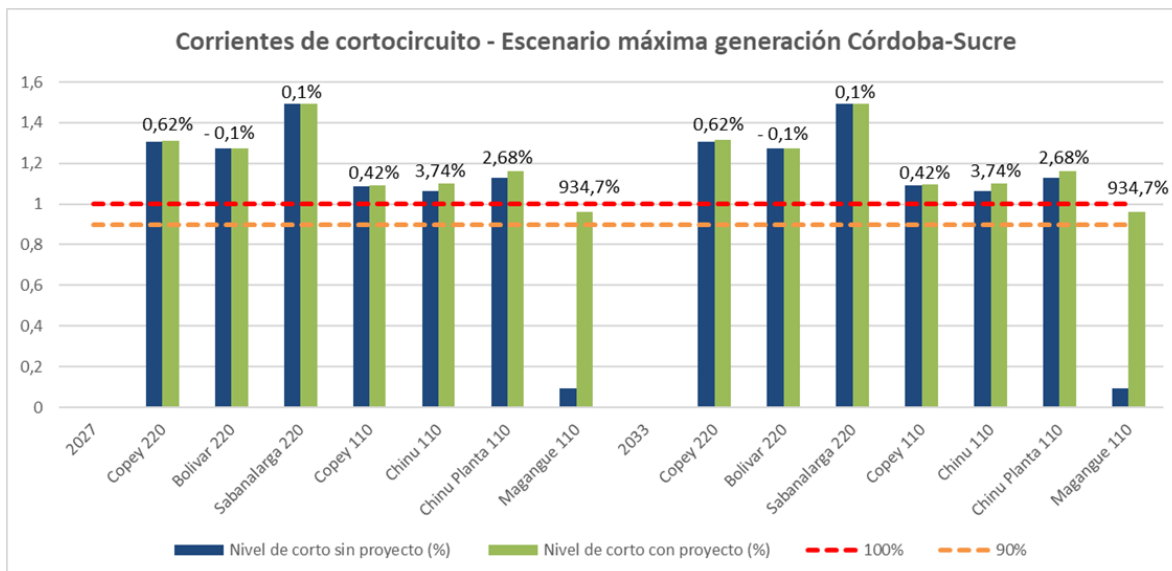


Figura 8. Resultados de cortocircuito.

Análisis económico:

A continuación, se presentan los costos de las unidades constructivas de la obra:

Tabla 9. Análisis económicos

	Costo en \$ - UC	Costo en USD - UC
<b>Costo en STR</b>	\$ 54.522.766.368,91	\$ 13.996.669,51
<b>Costo en STN</b>	\$ 116.187.791.734,51	\$ 29.826.845,37
<b>Costo total</b>	\$ 170.710.558.103,41	\$ 43.823.514,88



## CAPT No. 206

Por último, se presenta una tabla con la relación beneficio / costo de la obra, la cual se efectuó por medio de la valoración de los impactos del proyecto en la disminución de la demanda no atendida (DNA), bien causada por efectos del agotamiento de la red, así como de la energía no suministrada (ENS) con ocasión de la realización de eventos contingentes en activos del sistema de transmisión regional (STR).

*Tabla 10. Resultados beneficio - costo*

<b>Total, Beneficios</b>	\$USD 221.169.339,00
<b>Total, Costos</b>	\$USD 43.823.514,88
<b>Relación B/C</b>	5,0

Observaciones y dudas:

- Drummond: El costo de las unidades constructivas ¿cómo está calculado?
- Respuesta: Se calculó por medio de la resolución CREG 015 del 2017 para elementos del STR y resolución CREG 11 del 2009 para elementos del STN.

### 6.4. S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV

Se realizó la presentación de las obras, donde, inicialmente se dio una descripción de las mismas, siguiendo con el unifilar presentado en la siguiente figura y que corresponde a la ampliación de la SE Tonchalá 115 kV (que ya está aprobada con FPO para el 2026) con dos bahías de transformación, dos bancos de 3 autotransformadores monofásicos de 50 MVA cada uno 230/115 kV, conexión al STN mediante la apertura de la línea Tasajero - Cúcuta 230 kV y la instalación de un SVC de 80 MVAR en la SE Ínsula 115 kV.

Posteriormente fueron descritos los objetivos de las obras, enfocados en mitigar las condiciones inseguras y fuera de los rangos operativos ante eventos de contingencias simples en los activos del área de Norte de Santander.



### CAPT No. 206

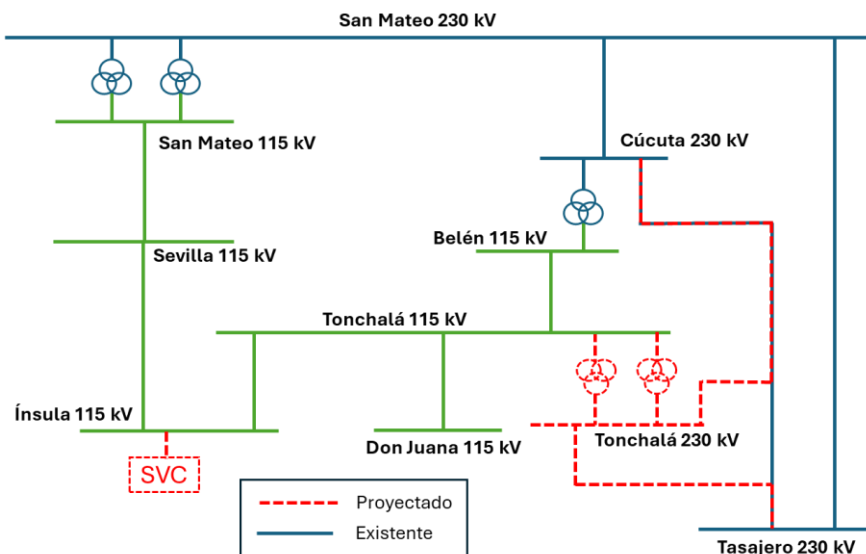


Figura 9. Diagrama unifilar de Tonchalá 230/115 kV y el SVC en Ínsula 115 kV

Tras la presentación de los aspectos generales de las obras, fueron resumidos los resultados técnicos obtenidos del análisis desarrollado al interior de la Unidad, evidenciando la pertinencia técnica de las obras evaluadas. Los principales hallazgos se resumen en:

- Eliminación total de las sobrecargas de los elementos en eventos de contingencias en el área de impacto estudiada (alrededores de Cúcuta) y en el horizonte de evaluación definido (2028 - 2048). La instalación del SVC propuesto permite mejorar el desempeño de la obra Tonchalá 230 kV al reducir sobrecargas que se presentaban en condición normal de operación sobre la línea "Tasajero - Tonchalá".
- Reducción de las subestaciones con violaciones de los perfiles de tensión dentro del área de impacto. El proyecto no logra mitigar las subtensiones que se presentan en las subestaciones pertenecientes al corredor "Aguachica - Ayacucho - Buturama".
- Se observa agotamiento de la capacidad de interrupción de la "SE Ocaña 220 kV" desde el caso base de análisis (sin proyectos evaluados), que no es afectada considerablemente por la entrada de los proyectos en evaluación. Sin embargo, estos resultados deben ser considerados como una alerta temprana a considerar.

Finalmente, con la conclusión de viabilidad técnica de los proyectos, son presentados los resultados de la viabilidad técnico/económica, considerando únicamente estimaciones de Demanda No Atendida (DNA). De estos análisis, se obtiene un índice de beneficio/costo (B/C)



## CAPT No. 206

superior a 1, concluyendo la viabilidad técnica/económica de los proyectos evaluados y socializados. Con lo anterior, se concluye recomendando la ejecución de las obras con FPO 2028.

- Enlaza pregunta si el SVC de 80 MVAr es capacitivo o inductivo y si no se va a tener en cuenta compensación inductiva, se responde que el SVC es solo capacitivo y que según las evaluaciones no se necesita compensación inductiva. También pregunta el ¿por qué en la presentación sale que es una bahía de transformación extra cuando son dos transformadores trifásicos?, se les contesta que esto es un error tipográfico.
- Enlaza pregunta si la FPO del 2028 no debería cambiarse ya que teniendo en cuenta todos los trámites administrativos, consideran que es un cronograma algo apretado, a lo que se les responde que estos trámites administrativos se tuvieron en cuenta para la FPO y que como este paquete es de obras urgentes se espera que los trámites administrativos no tomen tanto tiempo.

## 7. Votación Obras de Expansión

Se solicita al CAPT la aprobación del siguiente paquete de obras de expansión, para lo cual se procede a realizar la respectiva votación. La votación se realiza en bloque para todo el paquete de obras presentado, esto es:

- Compensadores síncronos
- S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui
- S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas
- S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kV

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



**CAPT No. 206**

*Tabla 11. Votación obras urgentes de expansión.*

AGENTE	EMPRESA	VOTO A FAVOR	VOTO EN CONTRA
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	X	
	EPM	X	
	GEB	X	
Gran Consumidor	LA LOMA - DRUMMOND 500 KV	X	
	Sierra-Col Energy	X	
	CERRO MATOSO	X	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	X	
	CELSIA	X	
	AIR-E	X	
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

**8. Otras Obras de Expansión**

**8.1. S/E Amanecer**

Se inició con un breve resumen de las principales conclusiones obtenidas en el CAPT 204 como son la poca conveniencia de la conexión a 220 a la SE esperanza y las mesas de trabajo con CELSIA y ENEL para buscar la mejor alternativa. Posteriormente se hace un corto recuento de las tres principales alternativas que se han venido trabajando, las cuales se presentan a continuación.

**Alternativa 1:**

F-DE-013 V.3

15/07/2024



### CAPT No. 206

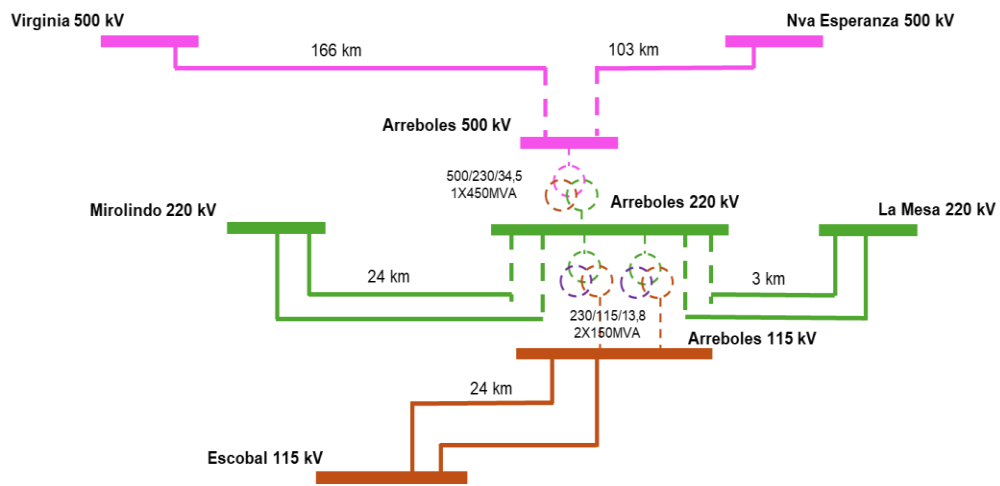


Figura 10. Alternativa 1 propuesta por CELSIA.

### Alternativa 2:

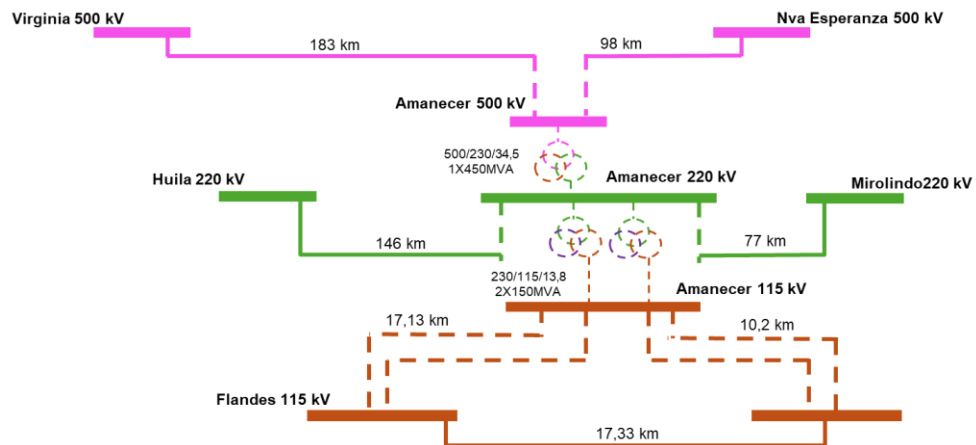


Figura 11. Alternativa 2 propuesta por la UPME.



### CAPT No. 206

#### Alternativa 3:

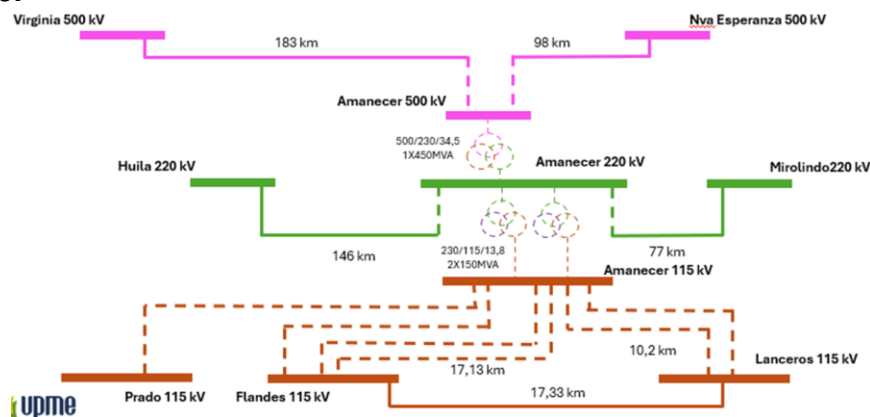


Figura 12. Alternativa 3 propuesta por la UPME.

Seguidamente se exponen las variaciones surgidas durante las mesas de trabajo UPME-ENEL-CELSIA, debido al aumento de impedancia que genera seccionar la línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV:

#### Alternativa 1:

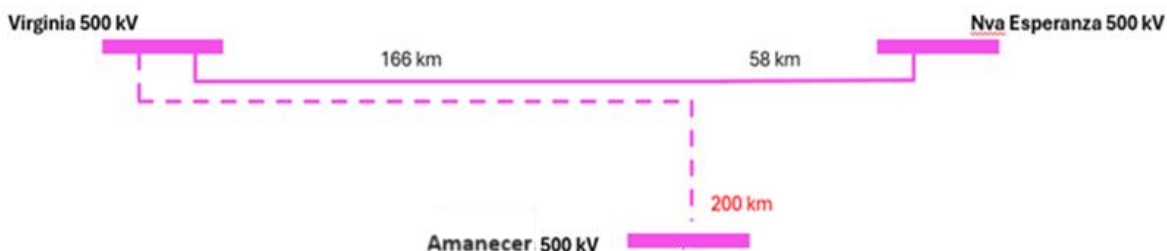


Figura 13. Alternativa no. 1 para la disminución de la impedancia propuesta por ENEL.

Crear un nuevo circuito Virginia - Amanecer 500 kV, aprovechando el brazo libre que tiene las torres de Virginia - Nueva esperanza 500 kV.



## CAPT No. 206

### Alternativa 2:

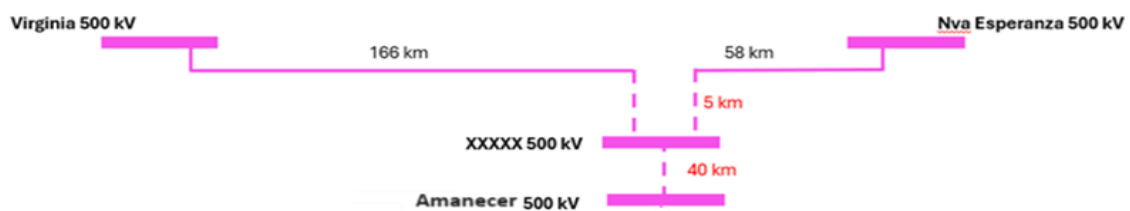


Figura 14. Alternativa no. 2 para la disminución de la impedancia propuesta por ENEL.

Crear una subestación en 500 kV sin afectar la longitud de Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y prolongar la línea hasta la subestación Amanecer.

### Alternativa 3:

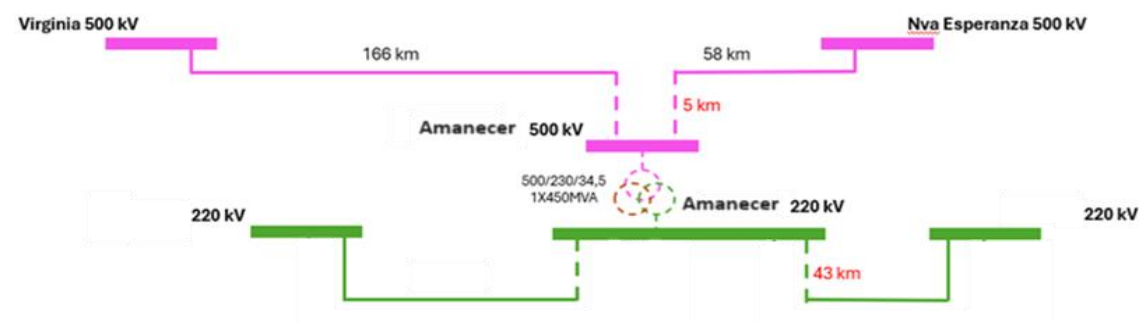


Figura 15. Alternativa no. 2 para la disminución de la impedancia propuesta por ENEL.

Construir la subestación Amanecer sin afectar la longitud de Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y prolongar las líneas de 220 kV hasta la zona de influencia.

De los análisis preliminares, se encontró que la mejor alternativa es la número 1, dado que el circuito Virginia – Nueva Esperanza tiene disponibilidad para un segundo circuito y sería relativamente sencillo construir nuevas torres para llegar con la nueva línea hasta la SE Amanecer 500 kV.

Por otro lado, UPME presenta también una cuarta propuesta surgida igualmente de lo conversado durante las mesas de trabajo con los operadores y UPME. Y finalmente la quinta



### CAPT No. 206

alternativa la cual es la adición de una línea nueva desde la Subestación Virginia hasta la Subestación Amanecer de 200 km en 500 kV. En la siguiente imagen se muestra esta propuesta:

#### Alternativa 4:

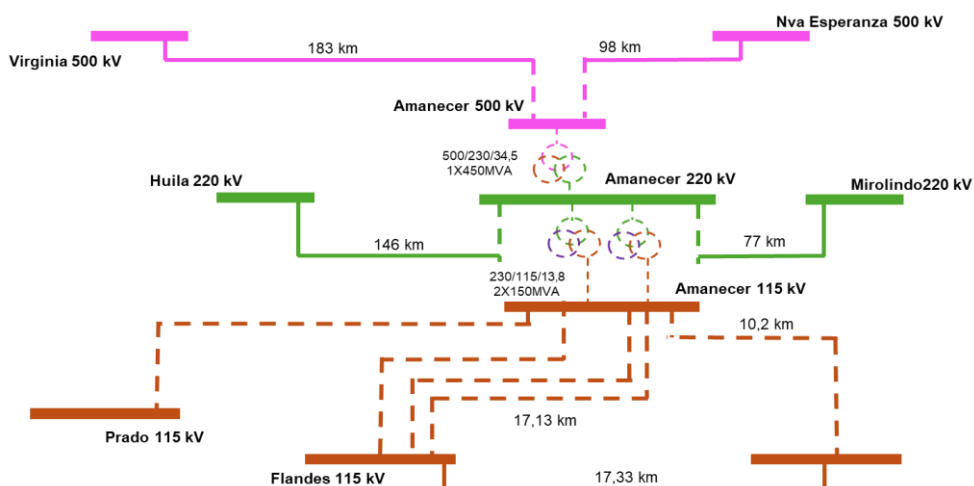


Figura 16. Alternativa 4 propuesta por UPME - CELSIA.

#### Alternativa 5:

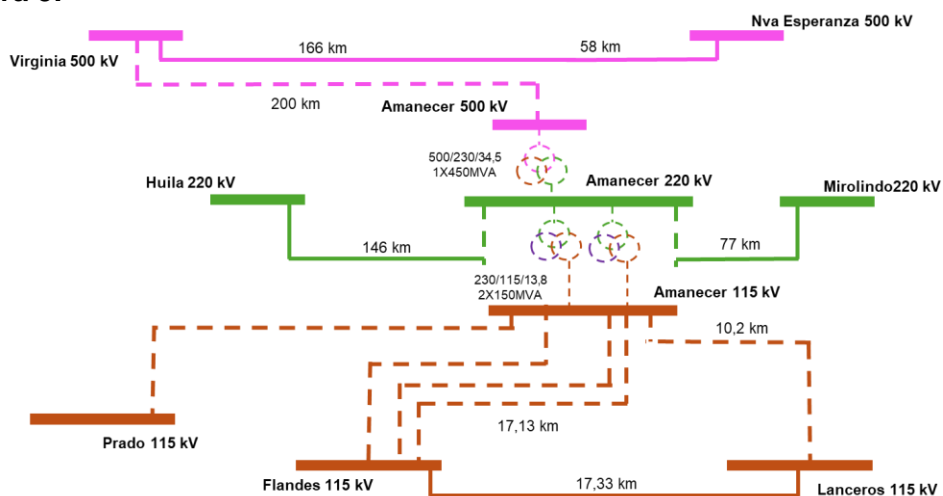


Figura 17. Alternativa 5 propuesta por UPME - ENEL.



### CAPT No. 206

A continuación, se presentan los resultados de los estudios realizados para las propuestas 4 y 5 (aclarando que ya los resultados de las propuestas 1, 2 y 3 se presentaron en el CAPT anterior). Para esto, se puede observar en el escenario normal de operación, en cuanto a tensiones, ambas alternativas ayudan a resolver las sub-tensiones que se presentan en SE Lanceros y mejoran los perfiles de tensión en las demás subestaciones, en ambos escenarios de demanda, aun cuando no se presentan violaciones de tensión.

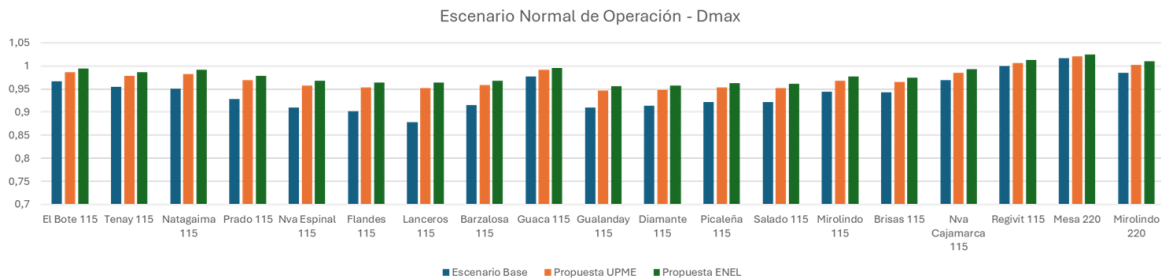


Figura 18. Resultados de tensión red completa escenario Dmax

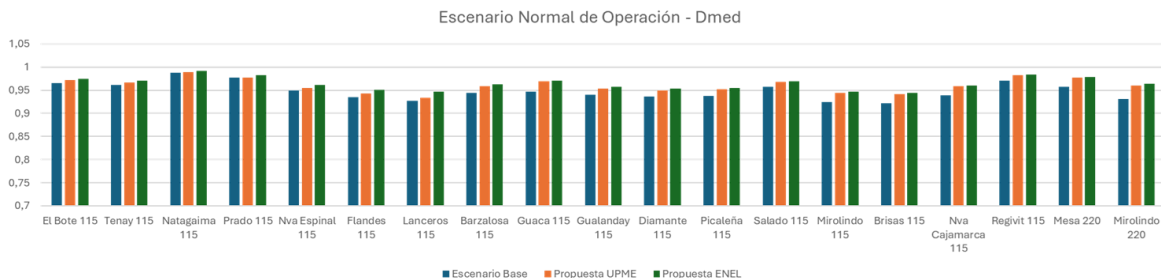


Figura 19. Resultados de tensión red completa escenario Dmed

En cuanto a contingencias, se presentan los resultados para aquellas más críticas detectadas en el área, como Mirolindo-Picalaña, en donde se observa que, para ambos escenarios de demanda, los dos proyectos ayudan a mejorar sub tensiones bastante fuertes que se presentan en la zona.



### CAPT No. 206

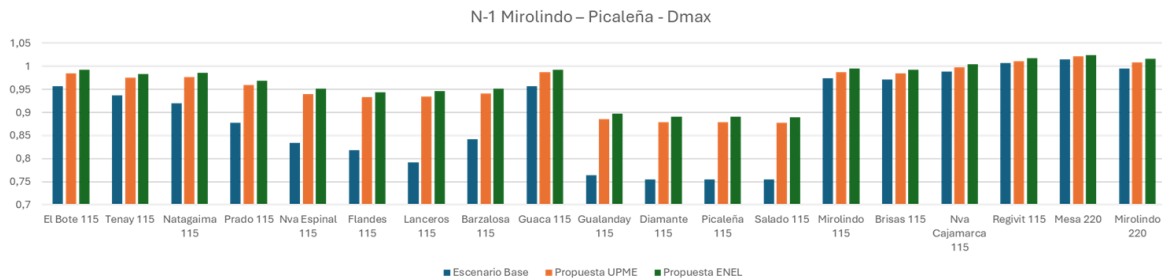


Figura 20. Resultados de tensión ante contingencia N-1 escenario Dmax

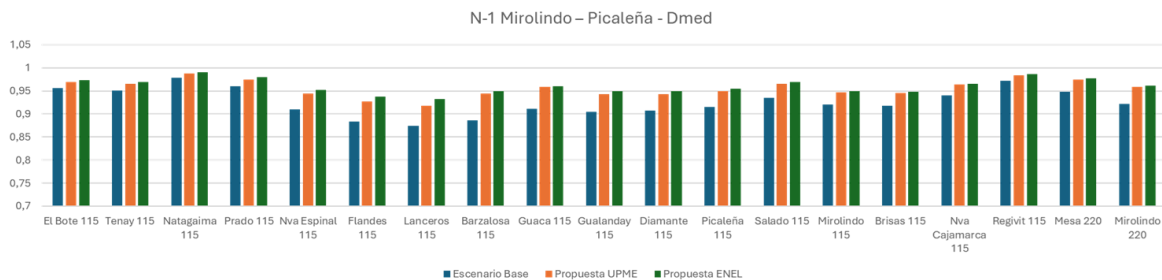


Figura 21. Resultados de tensión ante contingencia N-1 escenario Dmed

Antes otras contingencias críticas, como Flandes-La Guaca, se observa un comportamiento similar de ambos proyectos en los dos escenarios de demanda.

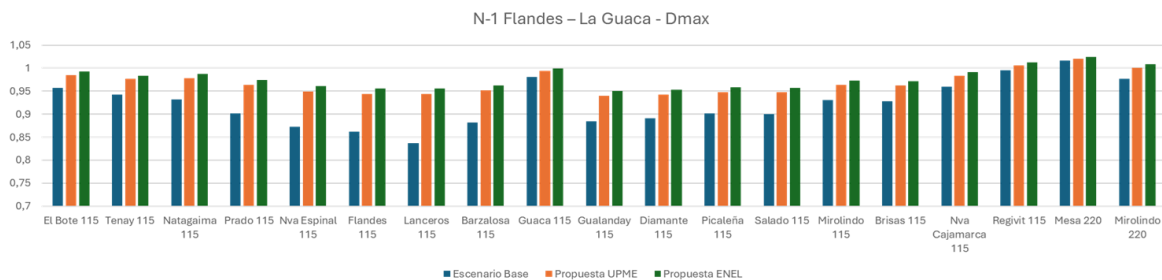


Figura 22. Resultados de tensión ante contingencia N-1 escenario Dmax



### CAPT No. 206

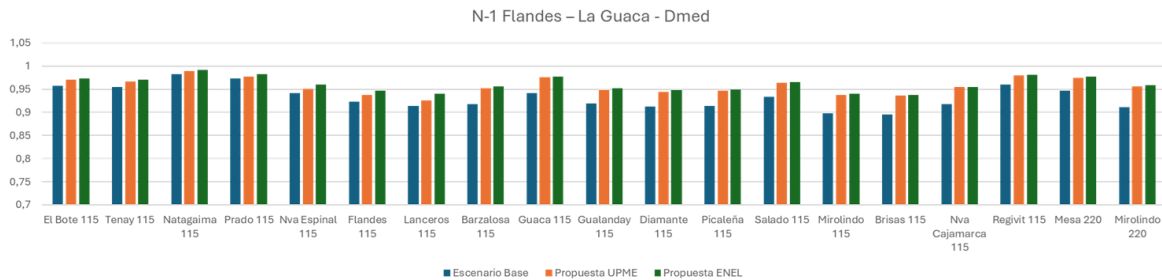


Figura 23. Resultados de tensión ante contingencia N-1 escenario Dmed

En cuanto a cantidad de violaciones de tensión, se observa un buen comportamiento de ambas alternativas, reduciendo sustancialmente el número de violaciones, principalmente la propuesta UPME.

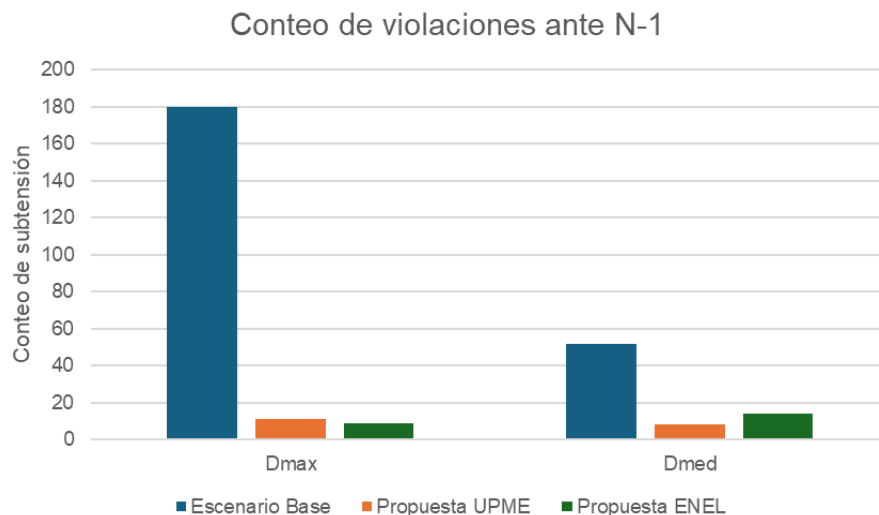


Figura 24. Conteo de violaciones de tensión

Posteriormente se realiza el análisis en cuanto a cargabilidades, donde se encuentra que el escenario más crítico es el de demanda media (importación de 450 MW desde Ecuador más todas las máquinas síncronas y estáticas encendidas en el área Huila-Tolima-Caquetá).



### CAPT No. 206

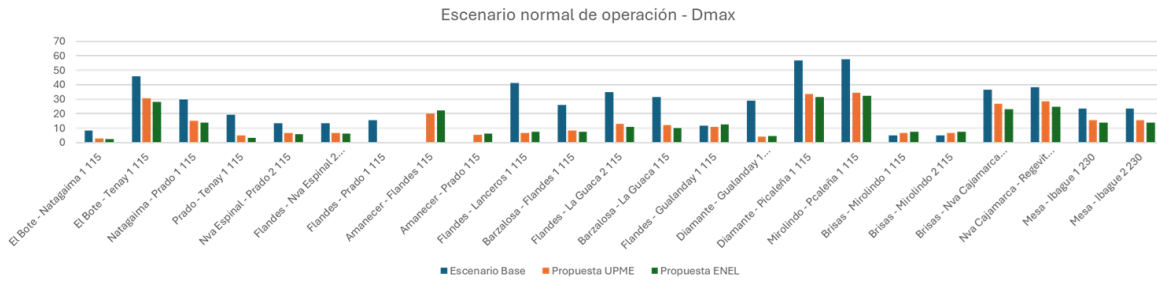


Figura 25. Resultado cargabilidades red completa escenario Dmax

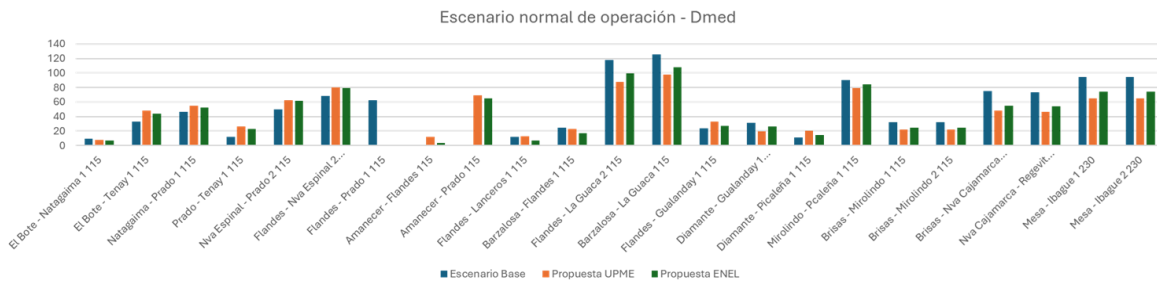


Figura 26. Resultado cargabilidades red completa escenario Dmed

Para este caso de cargabilidades se detecta que las contingencias más críticas es La Mesa – Ibagué 230 kV y los resultados muestran que la entrada de ambos proyectos favorece bastante a la reducción de las sobrecargas de las líneas, como Barzalosa-La Guaca 115 kV, Flandes – La Guaca 115 kV y Mesa – Ibagué 230 kV. Esto también se puede apreciar para contingencias como Huila-Ibagué 230.

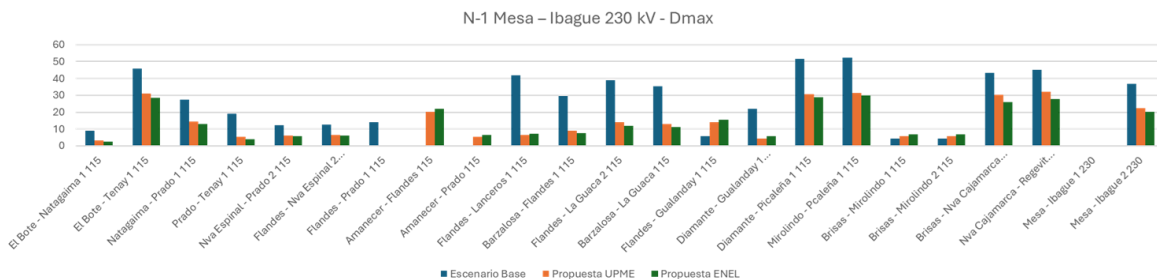


Figura 27. Resultado cargabilidades ante contingencia N-1 escenario Dmax



### CAPT No. 206

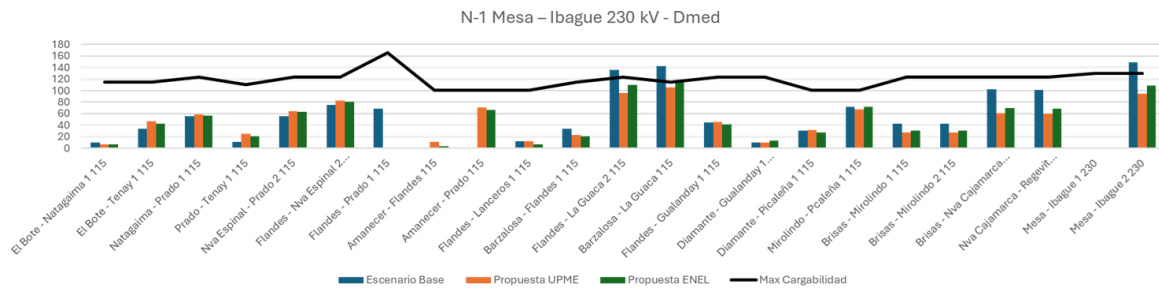


Figura 28. Resultado cargabilidades ante contingencia N-1 escenario Dmed

En cuanto a cantidad de sobrecargas, también se observa como ambas alternativas ayudan a la reducción de las violaciones, y nuevamente, es la alternativa UPME la que más ayuda a esto.

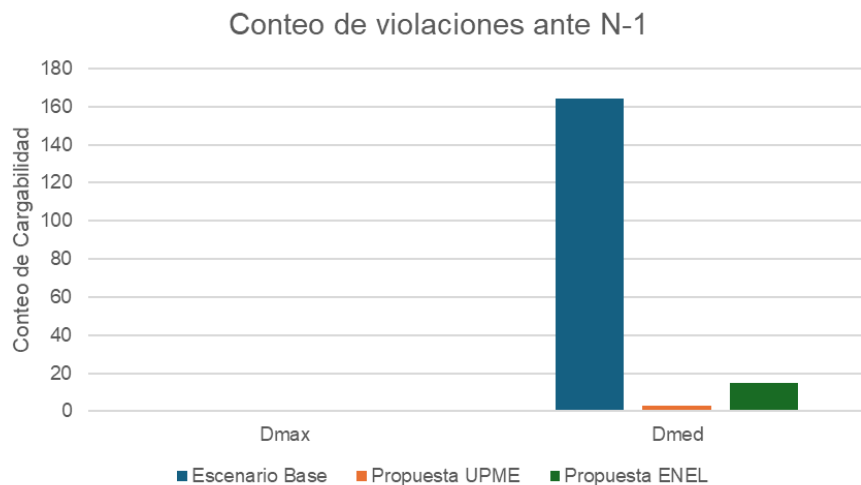


Figura 29. Conteo de violaciones en cargabilidad ante N-1.

En lo que respecta a corrientes de cortocircuito, se observa que ambas alternativas presentan incremento en algunas subestaciones pero estos no son significativos para ninguna de las dos alternativas.



### CAPT No. 206

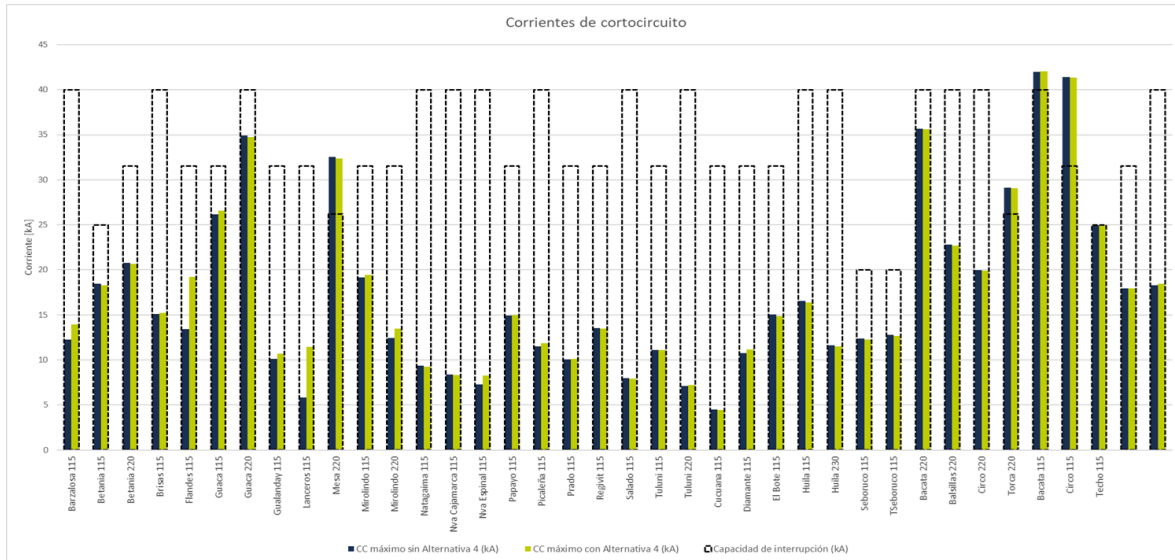


Figura 30. Resultado de cortocircuito.

Con lo anterior se concluye en que la alternativa 5 no tiene tanto impacto como la alternativa 4. Esta última presenta menores violaciones de tensión y de cargabilidad en el escenario de demanda media, lo que la cataloga como la mejor alternativa para la conexión de la SE Amanecer, por lo cual se está realizando el análisis económico.

De parte de ENEL, se sugiere que, dado el incremento de la demanda, lo que a su vez incrementa la necesidad de máquinas rodantes en la zona oriental, esto aunado a las dificultades para importar energía al área oriental, se tenga en cuenta el análisis de Unidades Mínimas Equivalentes para ambas alternativas y así poder capturar el beneficio completo de estas. Ante esto la UPME informa que tendrá en cuenta esta recomendación en los análisis que siguen para definir la mejor alternativa para la S/E Amanecer.

## 9. Propuesta de obras en Caribe:

Por parte de ISA Transelca, se realiza la presentación de la obra Reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV para la mejora de la confiabilidad en el área Caribe, ya que actualmente hay señales críticas del operador del sistema por el agotamiento de la red en esta área debido a la no entrada de proyectos de expansión del STR y el alto incremento de la demanda, además de otros elementos adicionales desde el STN que aumentan la complejidad



### CAPT No. 206

en la operación como la radialidad en la red, incremento de los niveles de cortocircuito, alto número de conexiones de fuentes de energía renovables, entre otros.

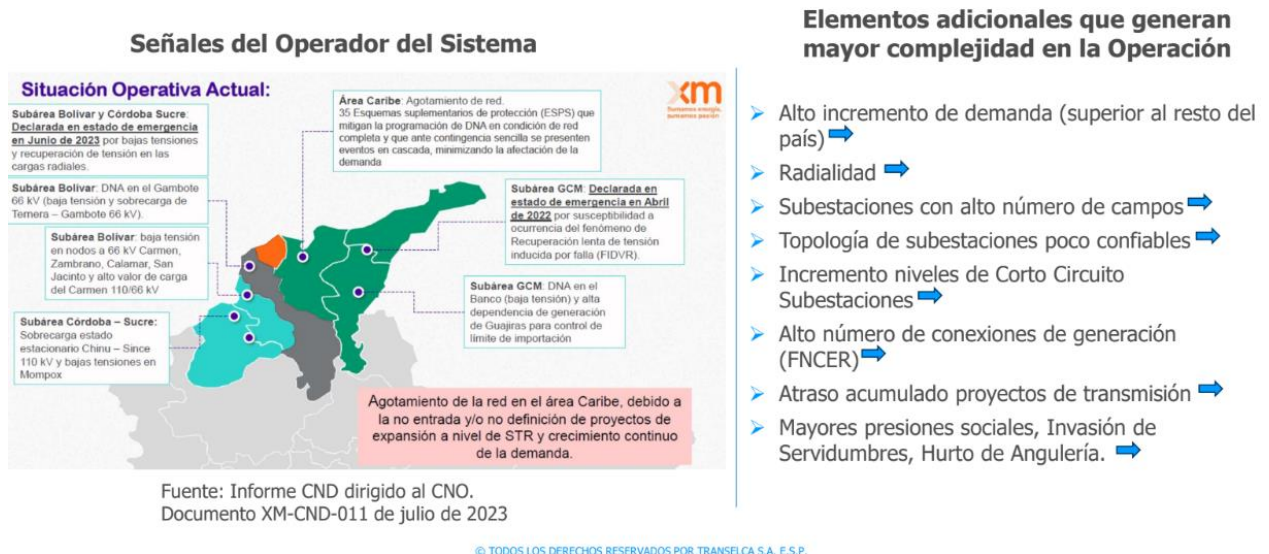


Figura 31. Situación actual del área Caribe, fuente ISA.

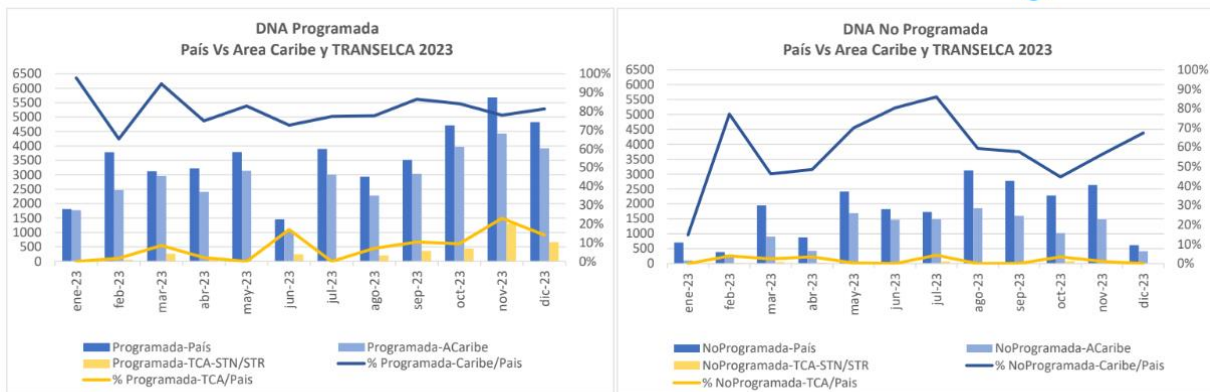
Por parte de ISA Transelca, se adelantó un análisis comparativo desde la demanda no atendida programada y forzada del área Caribe y el resto del país, en donde se evidenció que la demanda de energía eléctrica de la Costa Caribe es del orden del 25% del país, y la DNA en la Costa Caribe para eventos en STN/STR del año 2023, osciló en promedios del 80% para la parte programada y 60% para la parte forzada con relación a la DNA del país.

Esto refleja la problemática del área Caribe con relación al resto del país en temas como radialidad y falta de expansión STN/STR.



CAPT No. 206

DNA PROGRAMADA Y FORZADA STN/STR  
ÁREA CARIBE VS PAÍS



Gráficas construidas a partir de datos publicados por el CND en sus informes de seguimiento mensual de variables energéticas

Figura 32. DNA programada y forzada, fuente ISA.

Se realiza la presentación del plan de trabajo desde el STN con el fin de incrementar la confiabilidad del área Caribe basado en tres hitos principales:

- Mejora de la confiabilidad y flexibilidad de subestaciones
- Invasión de servidumbres soterramiento líneas de transmisión
- Mejora de tiempos de respuesta ante fallas de conexión.

Se describe la topología de la subestación Sabanalarga 220 kV y se hace énfasis sobre su importancia para la región Caribe, ya que las subestaciones de las subáreas de GCM (Guajira, César, Magdalena), Atlántico y Bolívar son dependientes de esta, y adicionalmente la alta probabilidad de colapso del área Caribe frente a un evento en esta.

La subestación Sabanalarga 220 kV data de hace más de 50 años, la cual inicialmente su configuración fue concebida en anillo y a medida de las necesidades de la red en el tiempo, esta subestación crece con anillos interconectados por tramos de barra.

Actualmente la subestación opera con topología de interruptor y medio, pero físicamente son anillos interconectados por tramos de barra con cruces de barra 1 y 2, lo cual representa un riesgo operativo crítico, ya que en el momento en que las dos barras se superponen, y ante una falla y/o evento las dos barras se verían afectadas simultáneamente lo cual implicaría un colapso del área como se mencionó anteriormente.



## CAPT No. 206

Adicionalmente se hace referencia a la Subestación Copey 220 kV, a la cual llegan dos de las interconexiones del interior del país al área Caribe.

Esta opera con topología barra sencilla + transferencia, pero en la realidad su topología es barra sencilla, ya que ante una falla y/o evento en la barra quedan fuera de servicio 10 campos, lo cual representa una alta probabilidad de colapso del área GCM (Guajira, César, Magdalena).

Lo mencionado anteriormente muestra una vez más, la debilidad eléctrica de la red en el área Caribe, como consecuencia del crecimiento de estas subestaciones sin un lineamiento regulatorio que haga claridad sobre el límite de módulos operativos en subestaciones de estas características.

Adicionalmente se muestra la topología en anillo de la subestación Fundación 220 kV, ya que ante la apertura de algunos elementos de esta y ante la salida de uno de los circuitos, el anillo se parte quedando dos barras con afectación de la seguridad del sistema y ante una falla y/o evento en esta, puede generarse un colapso de la subárea GCM.

Cuando se realiza mantenimiento en esta subestación, se realiza racionamiento preventivo, evitando así un colapso total de la subárea GCM.

Todas las condiciones operativas mencionadas causan:

- Subestaciones poco flexibles.
- Baja confiabilidad eléctrica.
- Alta probabilidad de cortes de suministro.
- Congestión de la red.
- Atrasos de entrada de proyectos.
- Incremento de niveles de cortocircuito.

Se hace mención del agotamiento de los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico en las subestaciones ante la expansión del sistema.

Se hace referencia a los niveles de cortocircuito superados de la subestación Sabanalarga 220 kV ya que a pesar de que en el año 2019 Transelca elevó su capacidad de 31,5 kA a 40 kA, pero actualmente se evidencia que ya agotó su capacidad, lo cual hace más crítica su condición operativa. Un nuevo incremento implicaría llevarla a 63 kA, para lo cual se requeriría la reposición de la mayoría de los equipos de la subestación, con mayores tiempos de implementación, viabilidad por definir, y el consecuente impacto operativo.



CAPT No. 206

NIVELES DE CORTO CIRCUITO SUPERADOS EN SUBESTACIONES ANTE EXPANSIÓN DEL SISTEMA (FERN)



TRANSELCA

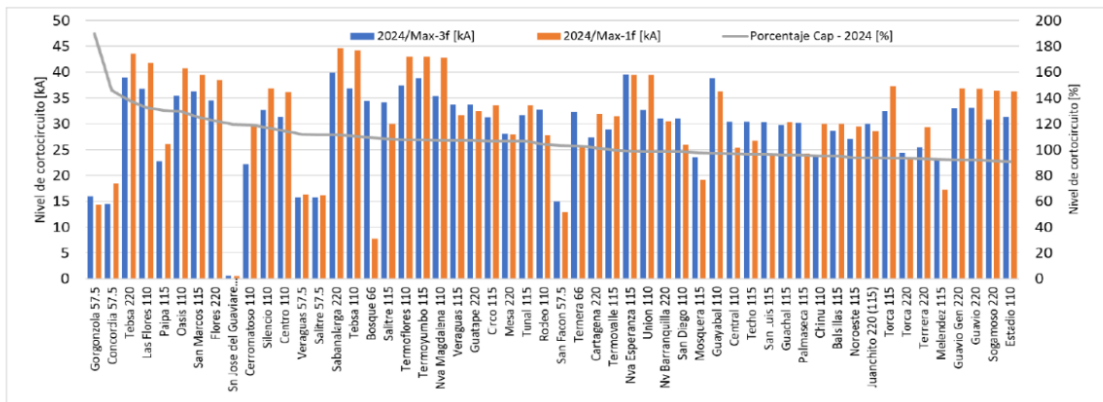


Figura 7-3. Nivel de cortocircuito monofásico y trifásico de subestaciones con nivel de cortocircuito superior al 90% - Red agosto de 2024.

Fuente: XM -Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo Trimestre 4 de 2023

Figura 33. Niveles de cortocircuito superados en subestaciones, fuente ISA.

Se realiza la propuesta de la reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV, con el objetivo de:

- Mejorar la Confiabilidad Eléctrica de la Subestación.
- Reducir el nivel de Corto Circuito en la subestación Sabanalarga.
- Mitigar el riesgo de caída de una barra sobre la otra.
- Mitigar riesgo de salida completa de la subestación ante eventos en barras.

La cual consiste en separar eléctricamente a la subestación Sabanalarga 220 kV en dos subestaciones operando independientemente a través de módulos híbridos, por temas de disponibilidad física, pero con la flexibilidad operativa de poderla configurar en una sola si el sistema lo llega a necesitar.



CAPT No. 206

ALTERNATIVA SELECCIONADA  
SUBESTACIÓN SABANALARGA 220 kV

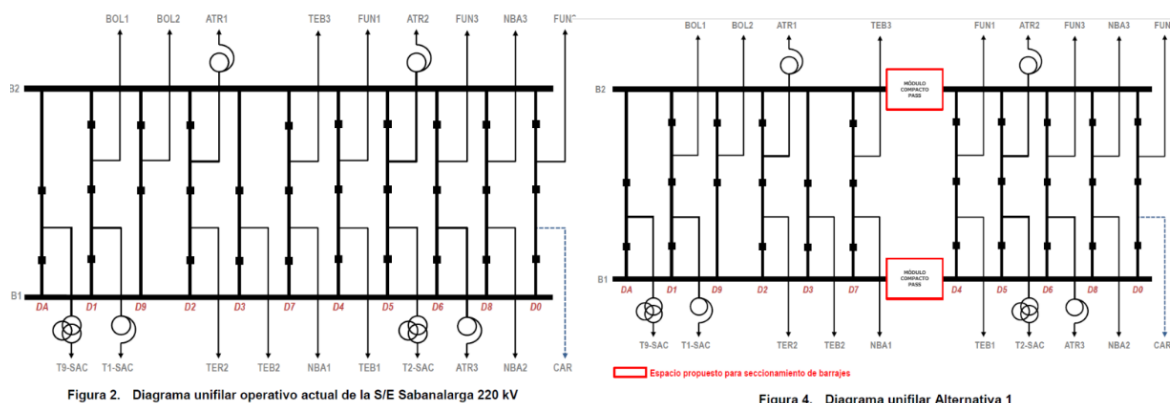


Figura 34. Alternativa de reconfiguración SE Sabanalarga, fuente ISA.

Con esta propuesta se evidencia reducción en los niveles de cortocircuito significativamente, aproximadamente a un 55% del nivel actual, lo cual garantiza una operación confiable.

En operación normal, el perfil de tensión dentro de los límites operativos permitidos, la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores, permanece siempre por debajo del 100%.

En operación ante contingencia N-1, ante la contingencia Bolívar - Copey 1 500 kV, se evidencia cargabilidad en la línea Fundación -Sabalarga 1 220 kV superior al límite de emergencia (119%) para el caso sin proyecto (A0).

En conclusión, la implementación de la alternativa 1 (A1), soluciona las problemáticas encontradas.

Para el análisis de estabilidad transitoria, de los resultados se evidencia que el tiempo crítico de despeje de falla en ambas secciones de la subestación Sabanalarga 220 kV es superior a los 120 ms. En este sentido, la estabilidad de las unidades generadoras de la zona de influencia dependerá básicamente de la correcta operación de las protecciones principales de las líneas



### CAPT No. 206

y transformadores en la zona, además del adecuado funcionamiento de las protecciones asociadas al sincronismo de las máquinas.

Se menciona el alcance de las obras de la reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV, como se muestra a continuación:

## ALCANCE OBRAS RECONFIGURACIÓN SABANALARGA 220 kV



ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
	SUMINISTROS		
1	Modulos Híbridos 220kV (Seccionador + Interruptor + Transformador de Corriente + Seccionador)	Und	2
2	Transformador de Tensión Inductivo 220	Und	6
3	Bushing 220 kV transición cable aislado a cable aéreo	und	60
4	Cable Aislado extensión de barrajes, 3000mm <sup>2</sup>	m	970
5	Tablero de Protección Diferencial de Barra 220 kV	Und	2
6	Estructuras Pórticos	kg	12800
7	Estructuras Soporte de Equipos	kg	7120
8	Material de Conexión 220kV - Suministros menores	Gl	1

*Figura 35. Elementos para la reconfiguración SE Sabanalarga, fuente ISA.*

Se mencionan los beneficios esperados de la reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV:

- Reduce el nivel de Corto Circuito en la subestación Sabanalarga 220 kV (en cada barra seccionada) de 42 kA a 31 kA proyectados al 2030. Implementación en máximo tres (3) años.
- Mejora la Confiabilidad y flexibilidad Eléctrica del Sistema de Transmisión del área Caribe. Subestación con barras configurables dependiendo de las condiciones de operación requeridas por el sistema.
- Elimina el riesgo de caída de una barra sobre la otra.
- Reduce el posible impacto de racionamiento al salir una de las subestaciones seccionadas.
- Reduce posibles restricciones ante contingencia N-1 de la línea BOLÍVAR–COPEY 1 500KV (39 MW en condición de Gmáx, Dmed).
- Posibilita nuevas expansiones inclusive de generación.



## CAPT No. 206

Finalmente, ISA Transelca realiza la siguiente solicitud al CAPT:

Recomendar, como una obra de ampliación dentro del Plan de Expansión 2022-2036, la obra consistente en la instalación de dos bahías de seccionamiento de barras híbridas en la Subestación Sabanalarga 220 kV, reconfigurando la actual subestación en dos subestaciones eléctricamente separadas, pero con flexibilidad operativa que permita su integración en caso de ser requerido por el sistema, y con la que se lograrán los beneficios mencionados.

El tiempo de desarrollo del proyecto sería de máximo 3 años.

### 10. Varios.

Se realiza un resumen de lo visto el día de hoy y se presentan las conclusiones significativas del día; las cuales se presentan en el siguiente ítem.

#### CONCLUSIONES / DECISIONES

- Se realiza votación del Presidente del CAPT, exponiendo inicialmente las funciones del mismo. A lo cual quedó elegido el ingeniero Cesar Augusto Cuta Durán de la empresa ISA INTERCOLOMBIA.
- Se realiza votación del cambio de FPO de las obras de convocatorias:
  - Instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV.
  - Ampliación en la subestación San Marcos 500 kV.Las cuales fueron aprobadas por decisión unánime de todos los miembros del CAPT.
- Se realiza la votación de las siguientes obras de expansión:
  - Compensadores síncronos
  - S/E Nueva Quibdó 220/115 kV y líneas asociadas + SVC de Cértegui
  - S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas
  - S/E Tonchalá 220 kV + SVC en ínsula 115 kVLas anteriores obras, fueron aprobadas por decisión unánime de todos los miembros del CAPT.
- Por parte de ISA TRANSELCA se realiza la propuesta de la obra: Reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV para que esta sea revisada por la unidad y que pueda ser incluida dentro de las obras de ampliación para el plan de expansión.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 44 de 44

### CAPT No. 206

#### COMPROMISOS - PARTICIPANTES

Tabla 12. Compromisos y tareas

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Revisar las FPO de las convocatorias que están pendientes de abrirse por atrasos administrativos.	UPME (Convocatorias)	Próximo CAPT
Respuesta sobre el estado del proceso de la resolución del proyecto SOPÓ.	MME	Próximo CAPT
Envío de estudio técnico-económico de la obra subestación Sabanalarga 220 kV	ISA TRANSELCA	No quedó con fecha definida.
Realizar Mesa de Trabajo para el proyecto Amanecer	UPME y ENEL	

#### FIRMAS

**Cesar Augusto Cuta Durán**  
Presidente

**Juan Carlos Bedoya**  
Director General de la UPME (E)  
Secretario Técnico