

CAPT No. 208

FECHA: 27 de septiembre de 2024

LUGAR: Presencial Oficinas GEB - Bogotá

HORA: 8:30 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	X
	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
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	

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. 208

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Juan Carlos Pardo	Principal	
		Armando Rojas Orbes	Suplente	X
		Libardo Villamizar	Suplente	X
		Camilo Agredo	Suplente	X
	CELSIA	Wilton Ariel Reyes Rueda	Principal	
		Paola Zapata	Suplente	X
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	
		María Alejandra Sirtori	Suplente	X
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	
		Stephania Bernier	Suplente	X
Distribuidor	EBSA	Hugo Emiro Vega Angulo	Principal	X
		Elsa Giovana Cano Aguirre	Suplente	X
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	X
		Esteban Tobon	Invitado	X
		Jaime Castillo	Invitado	
		Jairo Serrano Luna	Invitado	
UPME	UPME	José Lenin Morillo	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. 208

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Héctor Rosero	Secretario	X
		Carlos Saldarriaga	Secretario	
		Andrés Peñaranda	Secretario	
		Cristhian Camilo González	Secretario	X
		Edgar Rubén Muela	Secretario	X
		Felipe Betancur	Secretario	X
		Jorge Fernando Morales	Secretario	
		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 Gómez	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. 208

Agente	Empresa	Nombre	Rol	Asistencia
		Luz Adriana Duque	Secretario	X
		Manuel Octavio Acevedo	Secretario	X
		Oscar Iván Parra	Secretario	X
		Jorge Zuluaga	Secretario	
		Juan David Agudelo	Secretario	
		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

OBJETIVO DE LA REUNIÓN:

Realizar el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión - CAPT No. 208 Vigencia Año 2024, el cual tiene como objetivo final, votar por el segundo paquete de obras urgentes.

ORDEN DEL DÍA

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. 208

Tabla 2. Agenda del día

TEMA	RESPONSABLE	HORARIO
Verificación del quórum	UPME	8:30 - 8:45
Informe Mesa Ambiental:	UPME	8:45 - 9:05
Informe convocatorias:	UPME	9:05 - 9:40
Presentación XM <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de riesgos asociados a cruces de líneas (30 minutos). • Identificación y medidas de mitigación en SE Críticas (30 minutos). 	XM	9:40-10:45
Descanso (15 minutos)	TODOS	10:45-11:00
Presentación obras de expansión: Aclaración de dudas y posterior votación: <ul style="list-style-type: none"> • S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas • Refuerzo Montería y Obras Asociadas STR (20 minutos) • Interconexión Nordeste-Oriental (20 minutos) • Reconfiguración Sabanalarga 220 kV (20 minutos) • Enlace O. Herrera-Buchelly y Segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco (20 minutos) Votación de las obras propuestas (20 minutos): <ul style="list-style-type: none"> • Se realiza votación en bloque por las obras. 	UPME	11:00 - 12:40
Varios (10 min)	TODOS	12:40 - 12:50

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. 208

DESARROLLO

1. Verificación quórum

8:45 am: se da inicio al CAPT 208

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. Informe Mesa Ambiental:

Se explica el cronograma del plan de choque que se acordó con las empresas para el segundo semestre de este año, el cual ha transcurrido con normalidad.

ACTIVIDAD	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Explicación de los criterios de ubicación de las subestaciones							
Presentación definición polígono Subestación Sopó 230/115 kV							
Presentación definición polígono Subestación Cabrera 230/115 kV							
Capacitación compensadores Sincronos e identificación de impactos para Mesa de trabajo con ANLA							
Cambio Climático: Espacio de trabajo con ANLA para definir el alcance del PIGCC y Plan de Gestión del Riesgo en proyectos puntuales de transmisión							
Revisión de la estandarización de los impactos ambientales definidos por la ANLA para proyectos del sector de energía eléctrica							
Validación de impactos que están aplicando a los proyectos del sector de energía eléctrica							
Unificación de criterios que definen los impactos que aplican e incorporación de los mismos dentro de los EIA de los proyectos.							
Propuesta: Capacitación técnica a profesionales de las autoridades tomadoras de decisiones en cuanto a los impactos reales que aplican para los proyectos de energía eléctrica y a su vez las restricciones definidas en las licencias ambientales - De acuerdo con necesidades de ANLA							
Revisión de las restricciones críticas impuestas en las licencias ambientales							

Figura 1. Cronograma plan de choque.

Dentro de la mesa adicionalmente, se han presentado alertas tempranas a la ubicación del polígono de la subestación Magangué, se han hecho socializaciones

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. 208

con lecciones aprendidas de distintos proyectos, y se han presentado estudios de Impacto Ambiental del sector transmisión de energía eléctrica.

3. Informe convocatorias:

- Convocatoria Pública UPME 02-2024 Magangué 500 kV y Líneas Asociadas

FPO: 31 de diciembre de 2028.

Se informa que el grupo "UPME al territorio" socializará el proyecto el día 02 de octubre en el Municipio de Magangué. Se presentan los beneficios de la obra y las fechas importantes para el cronograma de la convocatoria, resaltando entre otras la fecha de presentación de ofertas para selección de interventor (11-oct-2024) y fecha límite de apertura del Sobre No. 2 en el proceso de selección del inversionista (26-Nov-2024).

- Convocatoria Pública UPME STR 01-2024- Compensadores SVC - SE CÉRTEGUI (Chocó).

FPO: 31 de diciembre de 2027

El alcance es el suministro e instalación de un compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar en la SE existente Cértegui 115 kV, suministro de una bahía para la instalación de la compensación SVC, extensión del barraje a 115 kV, protección diferencial de barras y todos los equipos y/o adecuaciones necesarias para cumplir el objeto de la convocatoria.

Se resalta en el cronograma presentado la selección del interventor a **29/10/2024** y la presentación de propuestas Sobre No 1 y No 2 el **5/11/2024**.

Por último, se presenta el cambio de nombre de la "Subestación San Lorenzo 230 kV", por **Subestación Corrientes 230 kV**, debido a las características de la zona y la abundancia de recursos hídricos. Esto, en respuesta a solicitud de EPM.

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. 208

Consultas: ¿El OR AIR-E tiene la disponibilidad para ejecutar las obras de expansión que actualmente tiene adjudicadas, teniendo en cuenta su reciente intervención por parte del gobierno? R/ Preliminarmente AIR-E manifiesta que podría tener inconvenientes para dicha ejecución.

Se debe tener en cuenta que en relación con el proyecto de los compensadores síncronos, uno de ellos considera la subestación Bureche que no existe.

R/ La UPME lo tiene como uno de los temas para tratar con AIR-E.

4. Informe XM

4.1. Identificación y medidas de mitigación en SE críticas

En esta sección, XM presentó los efectos de las fallas en el sistema de transmisión de energía eléctrica, destacando la importancia de la inercia del sistema, para resistir cambios en la frecuencia, y de la fortaleza de la red para mantener una forma de onda estable ante perturbaciones. En este contexto, y ante la entrada de nuevos proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se mencionó una disminución en los niveles de fortaleza del sistema en el mediano y largo plazo, lo que podría afectar la calidad del suministro, y se subrayó la necesidad de planes interinstitucionales para integrar las nuevas fuentes de generación de una forma confiable y segura.

En ese sentido, se destacó el fenómeno de recuperación lenta de tensión (FIDVR), cuyo impacto depende de la duración y profundidad del hueco de tensión que producen las fallas, siendo más severo con tiempos prolongados y en zonas con una alta concentración de cargas motóricas. Se explicó que, las fallas en escenarios de alta generación renovable pueden generar huecos de tensión que afecten cargas y generadores basados en inversores, incrementando el riesgo de inestabilidad y desconexiones masivas, dado que se desplaza el aporte de corriente de cortocircuito de las plantas síncronas. Por tal motivo, se indicó que al reducir el tiempo de despeje de fallas, se mejora la estabilidad del sistema.

De acuerdo con lo anterior, XM expuso una metodología para encontrar las subestaciones del sistema que causarían mayor propagación de un hueco 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. 208

tensión, de acuerdo con el indicador de impacto de los huecos de tensión y al cálculo del tiempo crítico de despeje de falla por confiabilidad (CCTpC), entre otros aspectos. Con las subestaciones obtenidas y los resultados analizados, se indicó que los esquemas de protección en estas barras deben adaptarse para estar en capacidad de despejar fallas en menos 89 ms (5 ciclos de onda), lo cual constituye un reto para el sistema dado que incluso los relés con mayo tecnología pueden tener un tiempo de respuesta superior.

Con esto presente, XM recomienda abordar desde los planes de expansión de generación y transmisión el impacto de la propagación de huecos de tensión en la estabilidad del sistema frente a la masiva incorporación de FNCER e incorporar obras de expansión que mitiguen los riesgos asociados a esta condición, como pueden ser equipos que brinden fortaleza (como los compensadores síncronos) o reconfiguraciones de red que mitiguen la propagación de los eventos. Asimismo, se proponen una serie de acciones para implementar mejoras en los sistemas de protección de los nuevos proyectos del STR y STN, que involucren subestaciones, transformadores o la adición de nuevas bahías en subestaciones ya existentes, todo lo anterior debería incorporarse en los proyectos desde los DSI de las convocatorias. Además, se plantea la modernización de subestaciones actuales para que cuenten con protecciones diferenciales, garantizando así una mayor confiabilidad y seguridad en la operación del sistema.

4.2. Análisis de riesgos asociados a cruces de líneas

Durante la presentación, inicialmente es definido el concepto de eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP por sus siglas en inglés), los cuales hacen parte fundamental de los análisis de resiliencia buscando mitigar y anticiparse a la ocurrencia de estos eventos. Dentro de estos eventos se identifican los cruces por líneas como eventos que pueden causar contingencias n-k. XM identifica 441 cruces de líneas en el SIN, recalcando el incremento del factor de riesgo al considerar la entrada de nuevas líneas que llevan a 30 nuevos posibles cruces de líneas.

Posteriormente, es presentado a detalle el procedimiento de evaluación metodológico para la priorización de cruces críticos, basado en un barrido de flexibilidad eléctrica (afectación por sobrecarga) e impacto en tensiones. Con

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. 208

estas herramientas son definidos los casos de mayor criticidad que son evaluados por medio de la herramienta RSIF (Resilient System Investment Framework). Esta metodología resulta en 40 cruces con impacto según las métricas definidas, de los cuales 5 corresponden a elementos en fronteras de intercambio entre áreas, siendo Caribe la región con mayor número de criticidades.

Con los resultados presentados, XM recomienda una estrategia en 3 etapas: Anticipación, referente a recolección de información sobre cruces de líneas, la inclusión de estándares para el desarrollo de infraestructura orientada a la mitigación de cruces de líneas; Robustez, asociado a la toma de acciones para mitigar el impacto de fallas múltiples y Respuesta, encaminada a la capacitación en restablecimiento y la gestión de equipos de respaldo.

5. Presentación obras de expansión

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

Se presenta la obra Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas con el objetivo de mostrar los cambios asociados a nivel del STR en razón a la no disponibilidad de espacio en la subestación existente Magangué 110 kV, la cual se planteó en el proceso de publicación de la resolución de identificación de "Obras urgentes" por parte del OR.

La alternativa propuesta y confirmada por el OR, así como validada por la UPME corresponde con la mostrada en la siguiente imagen, donde se destacó la intervención de las líneas Magangué - Sincé 110 kV y Magangué - Mompox 110 kV para hacer la conexión desde la Subestación Nueva Magangué 500 kV a la actual subestación Magangué 110 kV.

F-DO-01

2022/08/12

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

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

CAPT No. 208

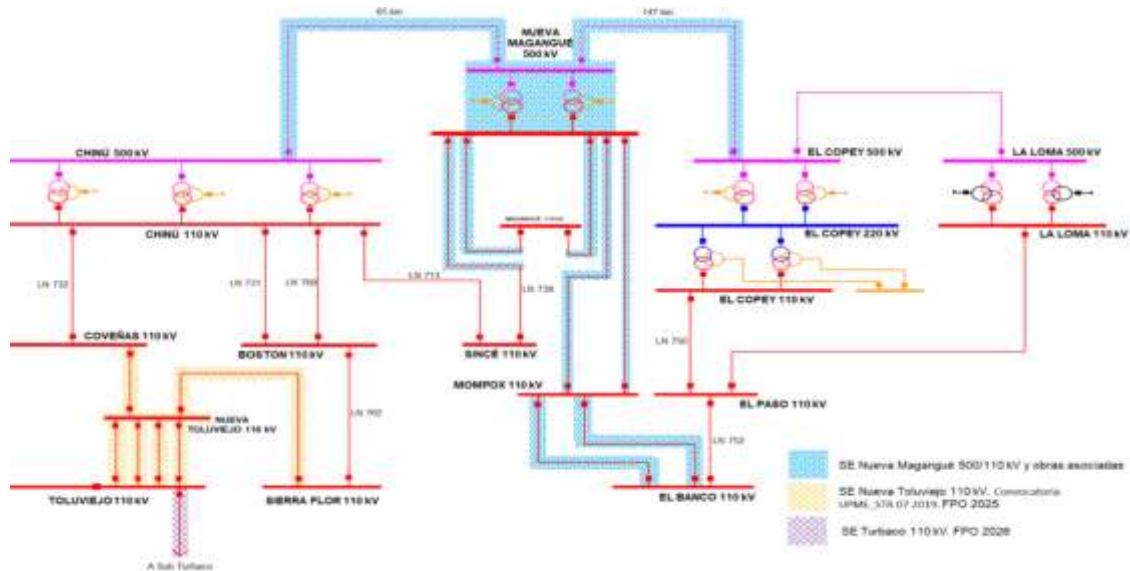


Figura 2. Diagrama unifilar S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.

Ante preguntas de los miembros del CAPT se precisa lo siguiente:

- El nuevo lote se ubicará dentro del polígono indicado en el informe ambiental, el cual tiene un radio de 2.5 km.
- Se prevé que los transformadores quedarán en la nueva subestación Magangué 500 kV y se consideran dentro del alcance los tramos de red en 110 kV para su conexión con la actual SE Magangué 110 kV.
- Los resultados eléctricos son prácticamente iguales, sin embargo, se precisa la necesidad de cambiar los Transformadores de Corriente (CT) de la línea El Paso - El Banco 110 kV, elementos que actualmente limitan la capacidad de transporte, reflejándose como sobrecargas para algunos casos con despacho de generación máxima en las Subáreas Córdoba Sucre y GCM.
- En la evaluación económica, se determina una variación en la relación B/C de 5,0 a 4,78.
- La FPO para el componente STN está, de acuerdo con la Convocatoria UPME 02 de 2024 para diciembre de 2028, y para el componente STR marzo de 2029.

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. 208

Se hacen comentarios de los miembros del CAPT respecto de la necesidad de asegurar la conexión de los transformadores del STR por las experiencias de casos similares en los cuales se han presentado dificultades.

5.2. Refuerzo Montería y obras asociadas STR

Se indica que el proyecto, presentado previamente en la mesa técnica, evolucionó en las reuniones de presentación, propuestas y aportes de XM- CND, CNO y el OR. En efecto, se retomó el proyecto inicial de la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV, cuya convocatoria fue declarada desierta, y ahora se presenta como un proyecto de mayor alcance con 4 etapas (A1, A2, A3 y A4) con impacto en la zona desde Montería hasta Urabá.

Se explicó el alcance de las diferentes etapas del proyecto la obra, las cuales se pueden observar en el siguiente diagrama unifilar:

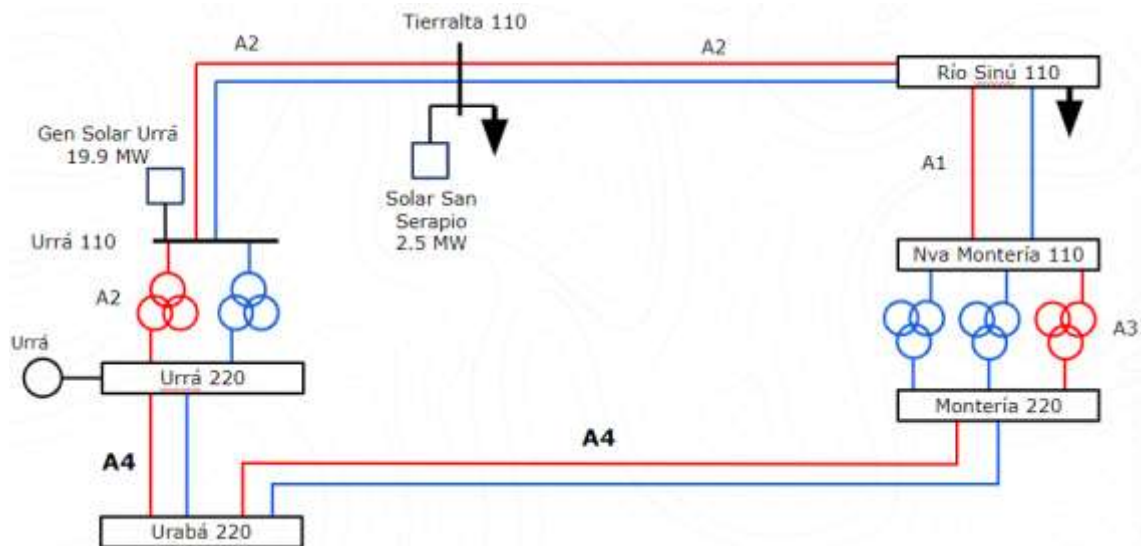


Figura 3. Diagrama unifilar Refuerzo Montería y obras asociadas STR

Se presentan los resultados técnicos eléctricos indicando cómo mejorar el desempeño del sistema ante la entrada de cada una de las etapas. Se precisa que con las etapas A3 a A4 se observa un efecto relevante en Urra 110 kV

F-DO-01

2022/08/12

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

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

CAPT No. 208

incrementándose el nivel de cortocircuito. Situación en estudio de soluciones estructurales para las subestaciones con agotamiento por parte de la UPME.

De otra parte, se detallan los costos asociados a la obra y su relación beneficio/costo por etapas, indicando que la relación B/C del proyecto en sus cuatro etapas es de 3,32, como sigue.

Etapa	VPN -costos etapa - USD	VPN -costos acumulado - USD	Beneficios US\$ acumulados	B/C acumulada
A1	\$ 2.131.278,46	\$ 2.131.278,46	\$ 96.935.633,04	45.48
A2	\$ 10.781.198,28	\$ 12.912.476,74	\$ 98.989.383,28	7.66
A3	\$ 2.142.639,57	\$ 15.055.116,31	\$ 101.312.316,79	6.73
A4	\$ 15.484.271,95	\$ 30.539.388,26	\$ 101.544.967,25	3.32

Figura 4. Tabla costos asociados a cada etapa.

Ante preguntas de los miembros del CAPT se precisa lo siguiente:

- La etapa A1 es la que origina el proyecto, entre otras condiciones, por la problemática actual de agotamiento de red y restricciones, debiéndose entender como urgente, con FPO 2027. Para las otras etapas, por recomendación del CAPT, se consideran plazos de realización acordes con las experiencias constructivas y las formas de ejecución que se definan para las mismas.
- Respecto de la etapa A4, en el tramo Montería - Urabá 220 kV, se informa de la posibilidad de que ISA desarrolle este proyecto por el mecanismo de ampliación, dada la existencia de un brazo disponible en las torres del circuito actual.
- Se indica que el equipo UPME hará las verificaciones sobre los casos en los cuales algunos transformadores que presentan valores superiores a los de emergencia, así como de los que tienen comportamiento diferente, ante su supuesta igualdad.
- Se agradecen los comentarios realizados por parte de los representantes en el CAPT de GEB Enlaza e ISA INTERCOLOMBIA, respecto del borrador de informe correspondiente al proyecto, los cuales se encuentran en proceso de análisis e integración al documento final por parte del equipo UPME.

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. 208

5.3. Proyecto de Interconexión Nordeste-Oriental.

Durante la presentación, se destacó inicialmente la problemática que surge entre las áreas operativas Oriental y Nordeste. Se ilustró esta situación mediante el diagrama unifilar de la red actual, así como las conexiones que se tienen por el STR y que en ciertos escenarios se sobrecargan; al igual se resaltaron las bajas tensiones en varias subestaciones del STR de Boyacá y Casanare.

En complemento a lo anterior, se informó que desde la Unidad se han llevado a cabo reuniones con los ORs involucrados: EBSA (Empresa de Energía de Boyacá), ENEL Colombia y ENERCA (Empresa de Energía del Casanare), además del CND. También se mencionó la socialización realizada en la segunda mesa técnica regulatoria del CAPT, llevada a cabo el 11 de septiembre de 2024.

Con lo anterior se confirmó la siguiente obra de expansión como solución a la problemática propuesta.

- Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230 kV.
- LT Aguaclara – Chivor II 1 y 2 230 kV (aprox 28 km).
- LT Aguaclara – Alcaraván 1 y 2 230 kV (aprox 105 km).
- Subestación interruptor y medio Aguaclara 230/120/13.8 kV, equipada con 2 transformadores de 300 MVA cada uno.

Asimismo, se presentaron los supuestos bajo los cuales se analizaron las problemáticas en la red, que incluyeron:

Escenarios de Generación:

- Máxima Oriental - Mínima Nordeste.
- Mínima Oriental - Máxima Nordeste.
- Mínima Oriental y Casanare - Máxima Boyacá.

Escenarios de Demanda:

- Demanda media.

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. 208

- Demanda máxima.

Horizonte de Análisis:

- Desde el 2030 al 2037.

En adición a estos supuestos, se evaluaron 153 contingencias, compuestas por elementos del STR y STN de ambas áreas operativas, lo que resultó en 4896 casos analizados.

Respecto a la solución propuesta, se destacó la creación de un nuevo corredor de intercambio entre las dos áreas operativas a nivel del STN, que agrega una vía alternativa al doble circuito Chivor - Sochagota 230 kV, facilitando los intercambios de potencia entre ambas áreas. Además, la obra proporcionará una nueva subestación del STN en el sistema eléctrico de Casanare, mejorando los perfiles de tensión ante escenarios de contingencia. De esta manera, la topología de la red en la región contará con un refuerzo a nivel de 230 kV, cerrando un anillo entre las subestaciones Chivor - Chivor II - Aguaclara - Alcaraván - San Antonio - Sochagota 230 kV.

Con la incorporación de esta obra de expansión, el STN y STR entre las dos áreas quedaría como se muestra a continuación:

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. 208

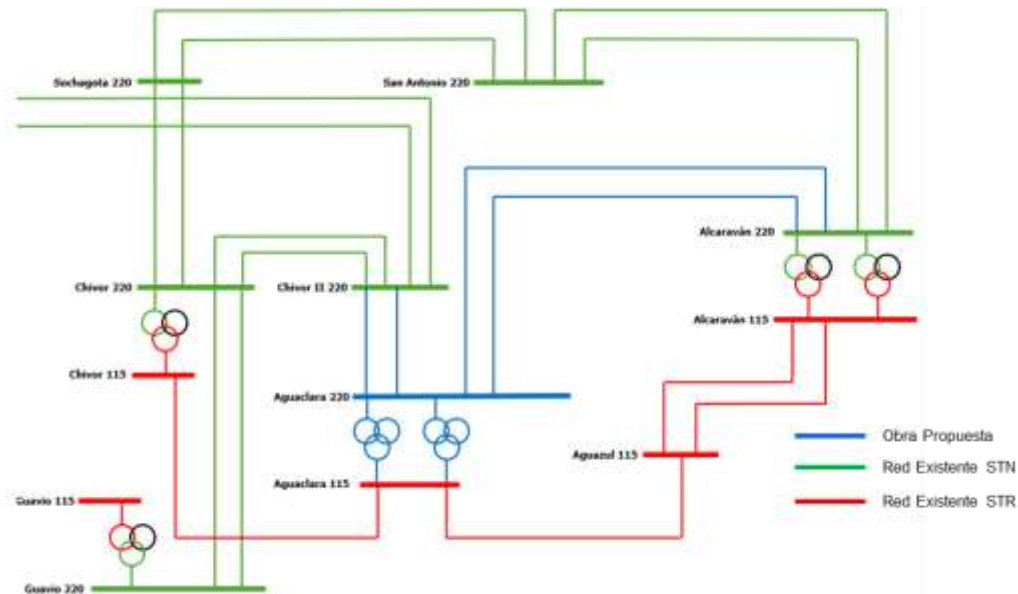


Figura 5. Diagrama proyecto propuesto

Se socializan los resultados técnicos, en donde para el análisis de la red completa se observa que esta obra mejorará significativamente el desempeño del sistema, eliminando las problemáticas de bajas tensiones en el STR de Boyacá y Casanare. Asimismo, para el análisis ante contingencias, se muestra el impacto positivo con la entrada en operación de la obra, lo cual elimina las subtensiones a lo largo del horizonte de análisis y reduce la carga en los elementos más críticos.

Como observación final a los análisis técnicos, se destacó el impacto general de la obra en la reducción de la cargabilidad de los elementos más críticos del área. Sin embargo, en el caso de las líneas San Antonio - Suamox 115 kV y el doble circuito Alcaraván - Yopal 115 kV, se identificó que la entrada en operación de la obra incrementa el uso de estos corredores. Por tal motivo, la UPME ha fomentado la discusión con los operadores involucrados, promoviendo la repotenciación de dichos corredores con conductores de alta capacidad para maximizar los beneficios de la obra a lo largo del horizonte evaluado.

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. 208

Aunado a lo anterior, se señaló que los niveles de cortocircuito en las subestaciones del área de influencia se verían impactados por la entrada en operación del proyecto, aunque esta condición ya existe en la mayoría de las subestaciones.

En cuanto a la evaluación económica, se indicó que esta se llevó a cabo mediante la relación beneficio-costos (B/C). Los beneficios de la obra se derivaron principalmente de la reducción de la Demanda No Atendida (DNA), mientras que los costos se calcularon con base en el valor de las unidades constructivas y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento de los activos.

La tabla siguiente muestra los resultados de dicha evaluación.

Tabla 3. Relación B/C de la obra

VPN - USD	
Total Beneficios	\$577.731.214,22
Total Costos	\$34.585.462,77
Relación B/C	16,7

Este cálculo respalda los análisis técnicos presentados anteriormente.

5.4. Reconfiguración S/E Sabanalarga 220 kV

Se presentó la obra reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV, la cual fue presentada previamente ante la UPME por el transmisor nacional propietario del activo, TRANSELCA, con el fin de mejorar la confiabilidad operativa de la subestación, reducir su nivel de cortocircuito y permitir nuevas conexiones a la subestación.

Respecto a la subestación, Sabanalarga 220 kV cuenta con una configuración interruptor y medio, con 12 diámetros, 13 bahías de líneas, 7 bahías de transformación, y con una capacidad de cortocircuito de 40 kA, y por la topología de las subáreas Bolívar, Atlántico y Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), tanto a nivel de tensión 220 kV como 500 kV, la subestación Sabanalarga es de alta importancia para la estabilidad del área Caribe.

F-DO-01

2022/08/12

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

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

CAPT No. 208

Fueron analizadas dos alternativas de reconfiguración, las cuales son:

- Alternativa 1: Seccionamiento de las barras de nivel 220 kV de la S/Em por los diámetros 4 y 7.

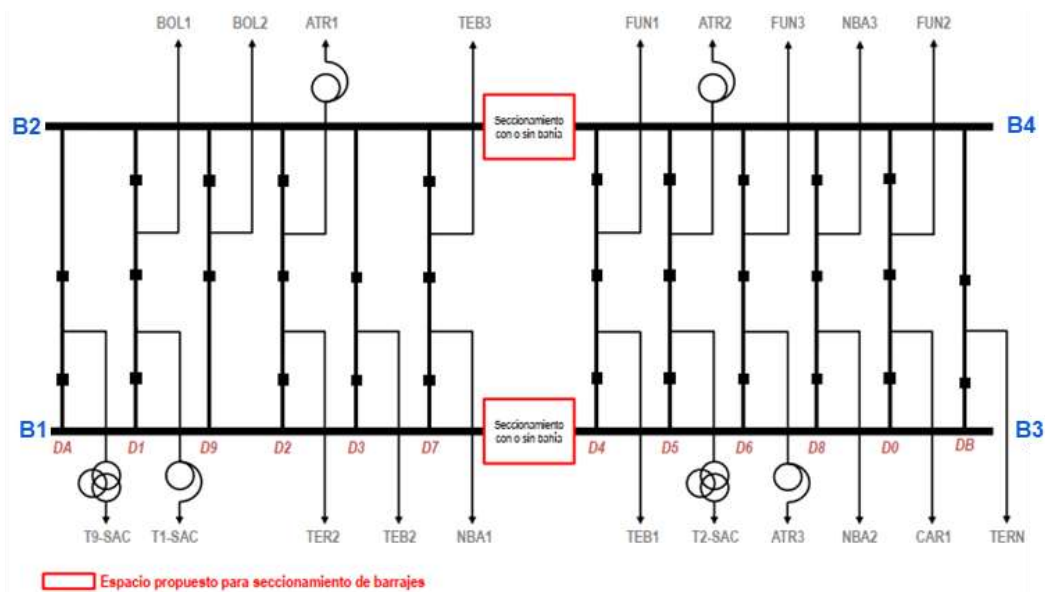


Figura 6. Diagrama unifilar Reconfiguración S/E Sabanalarga 220 kV - Alternativa 1

- Alternativa 2: Seccionamiento de las barras de nivel 220 kV de la S/Em por los diámetros 4 y 5.

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. 208

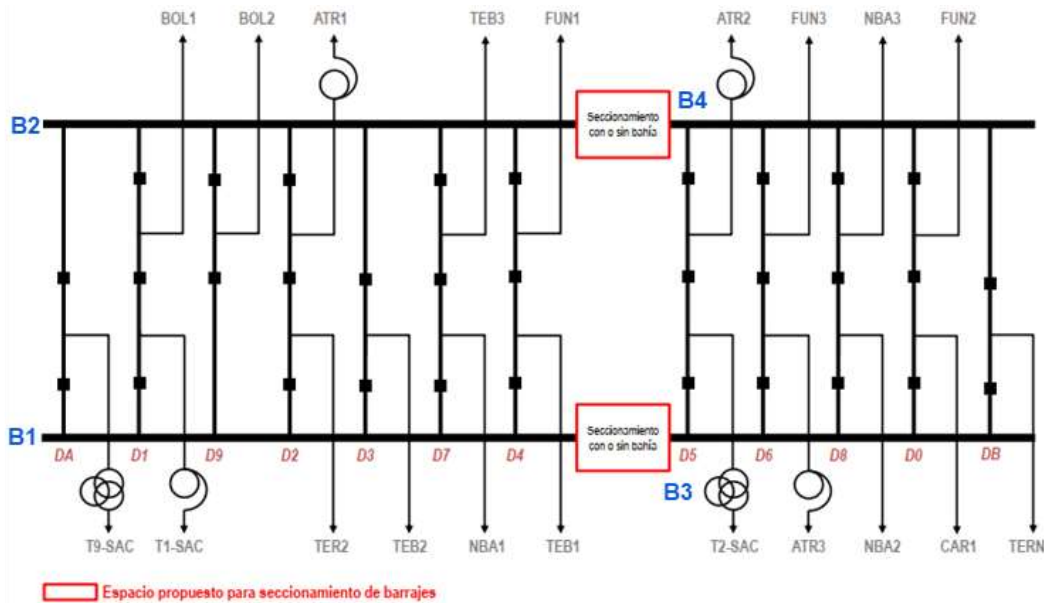


Figura 7. Diagrama unifilar reconfiguración S/E Sabanalarga 220 kV - Alternativa 2

Los resultados de los análisis técnicos, para un horizonte de análisis del 2025 al 2035, mostraban que no hay casos fuera de los límites regulatorios de tensión en las subestaciones monitoreadas, y en el caso de cargabilidad, la obra no impacta negativamente en los casos fuera de los límites permitidos, los cuales eran casos preexistentes. En el análisis de cortocircuito, se detalló que, en el caso sin proyecto, en las barras 1 y 2 de la Subestación Sabanalarga 220 kV, se alcanzan niveles de corriente de 57,09 kA, y desde el 2025 ya se presentaban valores de 51,58 kA; ya con las alternativas del proyecto, estos niveles disminuyen por debajo de 40 kA; por otro lado, respecto a las barras 3 y 4 de esta subestación, consideradas en el modelamiento del proyecto, presentaban niveles de 42,91 kA para la alternativa 1, y 39,64 para la alternativa 2.

Los análisis económicos tuvieron en cuenta como costos el presupuesto para cambio de configuración (CAPEX y OPEX) y los costos por generación de seguridad para la ejecución del proyecto, y como beneficios el valor presente de la Demanda No Atendida (DNA) evitada por salida subestación (basándose en el antecedente de la falla sucedida el 24 de junio de 2020, que deja de atender

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. 208

1900 MW de la demanda en el área Caribe) y el valor presente por reducción de generación de seguridad por mantenimientos futuros. Como resultados se presentaron que ambas alternativas tienen una relación beneficio costo superior a 1, como se detalla en las siguientes tablas.

Tabla 4. Relación B/C Alternativa 1

ALTERNATIVA 1	1 FALLA CADA 10 AÑOS	1 FALLA CADA 20 AÑOS	1 FALLA CADA 40 AÑOS
Beneficios Totales [USD]	46.298.465,63	25.292.900,69	11.871.056,19
Costos [USD]	6.849.478,11	6.849.478,11	6.849.478,11
RELACIÓN BENEFICIO COSTO A1	6,759	3,693	1,733

Tabla 5. Relación B/C Alternativa 2

ALTERNATIVA 2	1 FALLA CADA 10 AÑOS	1 FALLA CADA 20 AÑOS	1 FALLA CADA 40 AÑOS
Beneficios Totales [USD]	46.298.465,63	25.292.900,69	11.871.056,19
Costos [USD]	8.038.009,18	8.038.009,18	8.038.009,18
RELACIÓN BENEFICIO COSTO A2	5,760	3,147	1,477

Como conclusiones, se presenta que la obra no influye en el flujo de potencia, que la alternativa 2 reduce el nivel de cortocircuito debajo de la capacidad de las barras de la subestación (40 kA), y que la relación beneficio/costo de ambas alternativas es mayor a 1.

La UPME consideró la actualización de información por parte de Transelca donde se indica que en la revisión física de las obras necesarias fue descartada la opción A2, puesto que presenta desafíos constructivos debido a la vía perimetral y los taludes significativos identificados, poniendo en riesgo su viabilidad constructiva. Por lo tanto, la Unidad recomienda la ejecución de la Reconfiguración de la Subestación Sabanalarga 220 kV mediante la Alternativa A1, que comprende el

F-DO-01

2022/08/12

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

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

CAPT No. 208

seccionamiento de los barrajes entre los diámetros 4 y 7 (D4, D7). De igual manera recomienda que el operador de red considere obras adicionales relacionadas con la capacidad de interrupción de corriente en la subestación Sabanalarga 220 kV para disminuir los niveles de cortocircuito en la subestación o para aumentar la capacidad de interrupción a un nivel mayor de 40 kA, esto como resultado de los análisis realizados por la Unidad.

Finalmente, la UPME recomienda que se ejecute la alternativa 1, basado en que las últimas comunicaciones con TRANSELCA confirman que la alternativa 2 presenta mayores desafíos físicos y estructurales para la ejecución de la obra.

5.5. Enlace O. Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV y Segundo corredor Jardinera - Junín - Tumaco 115 kV.

Teniendo en cuenta los informes trimestrales de restricciones que emite XM, se evidencian restricciones por radialidades en el área suroccidental, específicamente en la subárea Cauca-Nariño. Para ello se verificaron posibles obras que mitiguen o solucionen esta problemática, de las cuales se evaluaron dos alternativas, inicialmente una obra propuesta por el Operador de Red CEDENAR y otra propuesta por el Centro Nacional de Despacho XM. A continuación, se presentan las dos alternativas propuestas, cada una con fecha de puesta en operación (FPO) de diciembre de 2027:

A. Alternativa 1: Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV: Construcción de línea de 106 km, entre las subestaciones Olaya Herrera y Buchelly (Tumaco) 115 kV, adicional a esto se incorporan dos bancos de compensación capacitiva en la subestación Guapi 115 kV – 6 MVAR y subestación Buchelly 115 kV – 11 MVAR.

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. 208

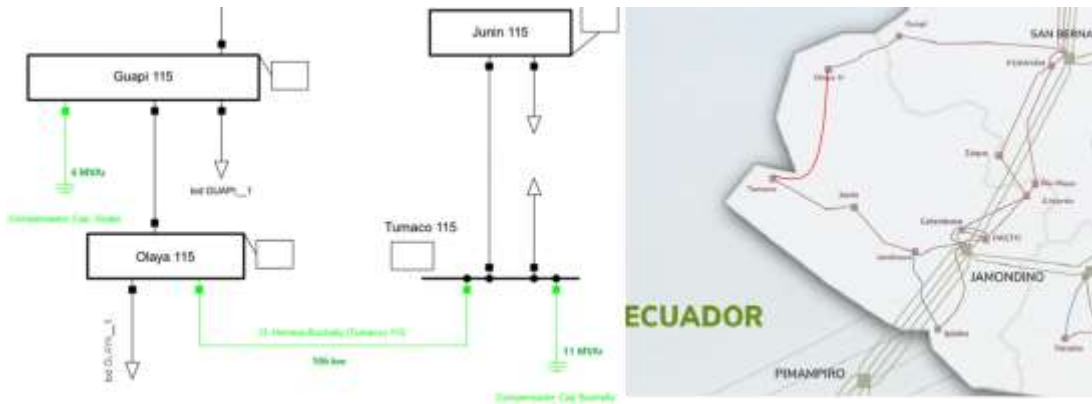


Figura 8. Diagrama unifilar y ubicación geográfica proyecto Enlace Olaya Herrera - Buchelly (Tumaco) 115 kV

B. Alternativa 2: Segundo corredor Jardínera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV: Construcción de un segundo corredor en las subestaciones de nivel de 115 kV entre Jardínera-Junín-Buchelly (Tumaco) con longitudes de Jardínera - Junín 115 kV: 67 km y Junín - Buchelly (Tumaco) 115 kV: 85 km.



Figura 9. Diagrama unifilar y ubicación geográfica proyecto segundo corredor Jardínera-Junín-Tumaco 115 kV

Resultados en red normal:

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. 208

- Perfiles de tensión: Los límites regulatorios de tensión máxima y mínima no se superan en ninguna subestación. No obstante, en la subestación Tumaco 115 kV, se registran tensiones cercanas al límite inferior en el caso base, mejorando con las alternativas propuestas.
- Perfil de cargabilidad: No se evidencian restricciones de cargabilidad de los elementos analizados del área de influencia tanto para el caso base como para cada una de las alternativas.

Resultados ante contingencia N-1:

- Perfil de tensión: Se evidencia que no se cumple el límite inferior regulatorio para caso base en las subestaciones Jardinera, Junín, Olaya, Tumaco, El Zaque, San Bernardino y Popayán 115 kV, garantizándose para las alternativas 1 y 2 en las subestaciones Guapi, Olaya y Popayán 115 kV. Para la Alternativa 1, se presenta no convergencia ante la contingencia Jardinera-Junín 115 kV en varios de los casos analizados, adicionalmente en la subestación Tumaco 115 kV se presentan tensiones superiores al límite máximo regulatorio. Para la subestación Buchelly (Tumaco) 115 kV en los años 2027 y 2032, se evidencian subtensiones que se presentan en la red desde caso base, que son corregidas con la alternativa 2. Sin embargo, para la alternativa 1 presenta sobretensiones para los dos años analizados.

- Perfil de cargabilidad: Los resultados muestran que en la línea Jardinera-Junín 115 kV, se supera el 100% de cargabilidad en la alternativa 1 durante ciertas contingencias, y se presenta no convergencia en la red para elementos como las líneas Guapi-Olaya, Guapi-San Bernardino, Ipiales-Jardinera y Junín-Tumaco 115 kV ante la contingencia Jardinera-Junín 115 kV. En cambio, la alternativa 2 no supera el límite máximo de cargabilidad regulatorio en ningún elemento.

Resultados cortocircuito:

- En el análisis de cortocircuito, no se detecta ninguna violación de la capacidad de interrupción en las subestaciones de la subárea de influencia Cauca-Nariño, tanto en el caso base (A0) como en las alternativas 1 y 2.

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. 208

Análisis económicos: Se evalúa económicamente la alternativa 2, ya que la alternativa 1 no cumple con los criterios técnicos de perfil de tensión y cargabilidad. Se realiza el análisis económico para cuantificar la viabilidad de la obra bajo el criterio de relación Beneficio/Costo mayor a 1.

Tabla 6. Relación B/C proyecto segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco 115 kV

VPN - USD	
Total Beneficios	\$ 179.305.121,84
Total Costos	\$ 23.044.495,42
Relación B/C	7.78

Conclusiones: La Alternativa 1 (enlace O. Herrera-Buchelly 115 kV) presenta restricciones eléctricas y es técnicamente inviable, mientras que la Alternativa 2 elimina la radialidad en las líneas Jardinera-Junín-Buchelly 115 kV y alivia las bajas tensiones en contingencia N-1, mejorando significativamente la confiabilidad de la zona y garantizando la atención de la demanda a largo plazo, pero no mitiga la radialidad presente en San Bernardino-Guapi-Olaya 115 kV.

Finalmente, al realizar la evaluación económica de la alternativa 2 Segundo corredor Jardinera-Junín-Buchelly (Tumaco) 115 kV, se obtuvo una relación B/C superior a uno.

Recomendación: XM propone evaluar las dos alternativas como una sola obra conjunta.

CAPT No. 208

VOTACIÓN OBRAS SEGUNDO PAQUETE

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

Tabla 7. Tabla votación miembros del CAPT

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		
Comercializador	Enel Colombia	X	
	Celsia	X	
	Air-e		
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	X	
Distribuidor	EBSA	X	

Teniendo en cuenta que en representación por parte de los grandes consumidores está Drummond y SierraCol y por parte de los comercializadores se encuentra Enel y Celsia, se completa el Quórum. Con el voto favorable de los asistentes, se aprueba el segundo paquete de obras urgentes.

6. Varios.

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. 208

Se realiza nuevamente la invitación a que participen con plazo hasta el 7 de octubre de 2024 con la propuesta de obras por parte de los Transmisores Nacionales para el Plan de expansión y el Plan Indicativo de la Transmisión.

CONCLUSIONES / DECISIONES

Se realiza la votación de las siguientes obras de expansión:

- S/E Nueva Magangué 500/110 kV y líneas asociadas.
- Refuerzo Montería y Obras Asociadas STR.
- Interconexión Nordeste-Oriental.
- Reconfiguración Sabanalarga 220 kV.
- Enlace O. Herrera-Buchelly y segundo corredor Jardinera-Junín-Tumaco.

Las anteriores obras, fueron aprobadas por decisión unánime de los miembros del CAPT.

COMPROMISOS - PARTICIPANTES

Tabla 8. Compromisos y tareas

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Enviar los informes de cada obra presentada	UPME	

FIRMAS



Cesar Augusto Cuta Durán
Presidente



Carlos Adrián Correa Flórez
Secretario Técnico

F-DO-01

2022/08/12

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

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