

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Fecha: 24 de noviembre de 2017.

Hora: 9:30 a.m.

Lugar: Av. Calle 26 # 69D - 91, Edificio
Arrecife, torre 1 piso 9

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisor	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EPM	Diego Humberto Montoya	Principal	✓
		Luis Fernando Aristizabal	Suplente	x
	EEB	Jairo Pedraza Castañeda	Principal	✓
		José Vicente Melo	Suplente	x
Camilo Ordoñez		Suplente	x	
Gran Consumidor	ECOPETROL	Roger Mina	Principal	x
		Carolina Castellanos	Suplente	✓
	OXY	José Vicente Gómez	Principal	x
		Manuel Pimentel	Suplente	x
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	✓
		Victor Luis Pereira Bossio	Suplente	x
Comercializador	CODENSA	Juan Carlos Serrato	Principal	x
		Manuel Gómez Pineda	Suplente	✓
		Andrés Aldana	Suplente	✓
	ISAGEN	Agustín Escobar Moreno	Principal	✓
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Héctor Andrade Hamburger	Principal	x
Henry Andrade		Suplente	✓	
Generador	TERMOBARRANQUILLA	Gilberto Marengo	Principal	✓
		Stephania Bernier	Suplente	x
Distribuidor	EPSA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	✓
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	✓
		Juan David Correa	Suplente	x
		Cesar Urrego	Invitado	✓
CND	XM	Juan Gonzalo Ortega	Invitado	✓
		Juan Carlos Morales	Invitado	x
Ministerio	MME	Elsa Fernanda Márquez	Invitado	✓
		José Edilberto Muñoz	Invitado	x
UPME	UPME	Ricardo Ramírez Carrero	Secretario	x
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Silvana Fonseca	Secretaria	✓
		Luis Alejandro Reyes	Secretario	✓
		Javier Martínez	Secretario	✓
		Alexandra Moreno	Secretaria	✓

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Se da inicio a la reunión No.162 del Comité, verificando el cumplimiento del quórum.

Se procede con la lectura de la agenda por parte de la presidencia del CAPT.

2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informa por parte de la secretaria del Comité que el acta No. 160 y 161 están para la firma; posteriormente se publicarán en la página Web de la UPME.

3. INFORME DE SECRETARIA TÉCNICA

La UPME hace un resumen de algunos temas relacionados con la expansión, que considera relevante informar al Comité, los cuales se relacionan con:

- Respecto a la resolución de procedimientos de conexión, se recibieron comentarios de 23 empresas, incluyendo al CAPT, y aproximadamente 300 comentarios, los cuales se encuentran en proceso de revisión, particularmente los de carácter jurídico. El año próximo se estará emitiendo la resolución definitiva, la cual estará alineada con la resolución CREG 121 de 2017.

La UPME propone una reunión virtual para el balance de los comentarios de la resolución, la cual se realizará en los primeros meses de 2018, previo a la emisión de la resolución definitiva.

- El lunes 27 de noviembre se hará la socialización del estudio "*Recomendaciones técnicas para la incorporación del recurso solar*". El estudio está enfocado en el código de conexión, es decir, características técnicas, forma de conexión, entre otros.

Se hará una socialización adicional con la CREG.

- Con relación al tema del proyecto La Marina 66 kV y teniendo en cuenta las dificultades de espacio que se vienen presentando con esta obra, se está realizando una consultoría externa para la verificación de los espacios físicos y en caso de ser necesario reformular el proyecto.
- El martes 12 de diciembre se hará la socialización al público general del Plan de Expansión Preliminar GT 2017 – 2031.
- El 27 de septiembre, se realizó una reunión con la CREG donde se trataron temas del CAPT y de la UPME, entre ellos se encuentran:
- CAPT: i) Temas relacionados con la composición del CAPT, tales como el número de representantes por actividad y la elección de los grandes consumidores (selección gremial); la Comisión sugiere incluir a la academia, ii) generación embebida, la CREG revisará este tema; iii) Comentarios Proyecto de Resolución CREG 056/2017; iv) Agilidad en la oficialización de los ingresos de los adjudicatarios de las convocatorias.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

UPME: i) código de conexión para la FNCER, ii) resolución UPME - procedimientos de conexión, la Comisión vio interesante la resolución y considera que es posible alinearla con las resoluciones correspondientes, iii) baterías y iv) cálculo de beneficios.

- Se realizó una reunión con la Cancillería donde asistieron el CAPT, INTERCOLOMBIA, ISAGEN (telefónicamente) y la UPME. El tema principal fue la consideración o no en el planeamiento, de las exportaciones/importaciones hacia Venezuela por el enlace Cuestecitas.

Se aclaró que el acuerdo comercial finaliza en enero de 2018 y no se había considerado una renovación del mismo. Está pendiente la notificación por parte de ISAGEN a la cancillería, de la cual no se conoce el estado actual.

CERROMATOSO pregunta si físicamente se abre la línea. La UPME indica que siempre ha estado abierta y resalta que el intercambio se ha considerado en la planeación. La reunión fue para establecer si se considera o no en el planeamiento futuro.

TEBSA manifiesta que en muchas oportunidades esta línea ha sido utilizada como activo para restablecimiento del área caribe en casos de Black out, sobretudo con costa aislada, y manifiesta la importancia de revisar su disponibilidad es ese sentido para el futuro.

XM manifiesta que se usa como un condensador ya que está abierta en Venezuela pero no en Colombia.

INTERCOLOMBIA resalta que esta condición puede viabilizar generación en Cuestecitas. De igual forma, habría que revisar con la CREG el tema de la remuneración de la línea como activo de uso, lo anterior teniendo en cuenta que esta línea le brinda un beneficio al sistema y además requiere de mantenimiento.

En conclusión, se considera que es pertinente no considerar esta interconexión en los análisis a futuro, y que cuando se observe la necesidad, se realizarán nuevamente los estudios.

4. PLAN PRELIMINAR DE GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031

La UPME expone el Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031, manifestando que dentro de los análisis se utilizaron las proyecciones de demanda de junio de 2017, además de indicar el trabajo integrado del Plan de Transmisión y de Generación.

Dentro de los temas generales se tiene: i) proyecciones de demanda, ii) red actual, iii) plantas del cargo, iv) solicitudes de conexión y v) metodología general; con relación al Plan de Transmisión: i) Obras Valle, ii) Conexión de Renovables, iii) Conexión de Porvenir II y Encimadas Cañaverl, iv) Interconexión Colombia Ecuador y v) Capacidades de Conexión.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Con Relación al Plan de Generación: i) señales de expansión, ii) dos visiones para definir matriz óptima (Optimización integral, Optimización integral – Restringida recursos y red e iii) indicadores escenarios

El detalle de la información se puede consultar en la presentación disponible en la página web del CAPT. Es importante resaltar algunos comentarios de los integrantes del Comité en relación con la presentación:

- EPSA pregunta si el aumento de la demanda se da por el cambio en el comportamiento del consumo de los hogares o por crecimiento de la demanda industrial. La UPME indica que posiblemente por el cambio en los hábitos de consumo del sector residencial.
- La UPME menciona que Termonorte (88 MW), una de las plantas del cargo por confiabilidad pendientes por entrar en operación, está disminuyendo su atraso y tiene previsto entrar en septiembre de 2018. CERRO MATOSO informa que los promotores del proyecto ya están vendiendo contratos para 2019.
- La UPME resalta la gran cantidad de solicitudes de conexión de proyectos de generación renovable que se recibieron durante el 2017, los cuales suman aproximadamente 9000 MW.
- EPSA pregunta si para el tema de potencia localizada se va a definir detalladamente dónde se debe ejecutar. La UPME indica que se indicará de manera general y se emitirán señales importantes con relación a este tema.
- Con respecto a la obra propuesta en el Valle - S/E Pacífico 230/115 kV – 2 x 150 MVA más reconfiguraciones en el STR, la UPME indica que, de acuerdo con los análisis realizados, esta obra resuelve las bajas tensiones en Buenaventura ocasionadas por el aumento de la demanda y mitigan las cargabilidades del corredor Yumbo – La Campiña – Chipichape 115 kV. Para esta obra se proponen los transformadores desfasadores, aclarando que, sin éstos, el proyecto también presenta beneficios para la sub – área.
- EPSA informa que la reserva del pacífico cubre toda el área de Buenaventura y el tipo de problemática que se podría presentar para el desarrollo de los proyectos son de tipo social. Por otro lado, indica que la implementación de los transformadores desfasadores no es compleja cuando la relación es 1:1, sin embargo, en caso de tener una relación diferente, el proceso podría ser más complejo.
- EEB pregunta si el trazado de las líneas es el mismo del oleoducto. EPSA responde que no y hace referencia a la solicitud que se le hizo al MME para crear un corredor de acceso de servicios a Buenaventura que facilitaría la interacción con las comunidades.
- XM resalta la necesidad de una solución estructural para no tener que operar Chipichape 115 kV desacoplada, sin embargo, se recomienda revisar en detalle la definición y especificación de los transformadores desfasadores, ya que, si bien con estos se elimina la restricción del corredor Yumbo – La Campiña – Chipichape

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

115 kV, no es una solución estructural en el largo plazo debido a que en corto tiempo la restricción reaparece y sería necesario de nuevo operar Chipichape 115 kV desacoplada. Sin embargo, la UPME les recuerda que ha explorado con el OR diferentes alternativas, las cuales no han sido viables desde el punto de vista constructivo o técnico.

- EPSA solicita al Comité reflexionar sobre cuál es la solución estructural para el anillo de Cali, ya que la demanda va a aumentar y no se puede depender del acople de la barra, lo cual genera gran incertidumbre.

La subestación La Portada soluciona el problema en Cali pero no en Buenaventura, en cambio, los transformadores desfasadores resuelven ambas problemáticas, además señala que los estudios se hicieron con un rango entre $\pm 10^\circ$ y los transformadores se pueden construir hasta con un rango de $\pm 30^\circ$ lo cual aumenta el tiempo en que la restricción reaparece.

- Finalmente, la UPME indica que la S/E Pacífico es la solución estructural presentada para la sub – área independiente de los transformadores a utilizar.

XM pregunta si los desfasadores se definirían como una obra del STR. La UPME indica que se revisará el tema con el Operador de Red antes de iniciar un proceso de convocatoria.

EEB pregunta si se tuvo en cuenta que el transformador desfasador se deberá solicitar como una Unidad Constructiva Especial. EPSA responde afirmativamente.

- Con respecto a la conexión de las renovables, la UPME manifiesta que se proponen dos subestaciones colectoras adicionales (Colectora 2 y 3) a la que ya se encuentra en convocatoria (Colectora 1), se propone una red HVDC más refuerzos de red. El objetivo es que la Colectora 2 – 500 kV evacue la generación (aproximadamente 2000 MW, dependiendo de la confirmación de los promotores de la sub - área) desde La Guajira hasta Cerromatoso, lo anterior, a través de un enlace HVDC VSC bipolo (2 líneas). Se recomienda Cerromatoso y no Chinú, dada la mayor capacidad de cortocircuito de esta subestación.

XM pregunta si los refuerzos de red relacionados con Cuestecitas se deben a la conexión adicional de generación en esta subestación. La UPME responde afirmativamente.

EEB pregunta si la fase 2a y 2b tendrían fechas de puesta en operación diferentes. La UPME indica que sí, la fase "a" podría entrar antes, por ser tecnología convencional, y la fase "b" como es nueva tecnología, podría tardar un poco más.

XM informa la problemática relacionada con la variabilidad de las tensiones en la sub - área GCM debido al bajo nivel de corto circuito; resalta que, al incorporarse nueva transmisión a 500 kV para evacuar la nueva generación del área, la variabilidad de las tensiones aumenta y cualquier cambio de reactivos (MVar) influye debido a la debilidad de la red en esta zona. Por lo anterior, se observa la necesidad de incluir un dispositivo de compensación dinámica, FACTS o compensador

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

síncrono, indicando que el segundo es más adecuado para la penetración de energía eólica (basada en inversores), debido al aumento de inercia y aporte de corto circuito que implican un fortalecimiento de la red en esta zona del país.

EPSA pregunta cómo se estableció el costo de la red HVDC. La UPME indica que se reunió con varios fabricantes, quienes de manera general dieron cifras estimadas del costo de una red con esas características.

EEB pregunta cómo se incorporará esta obra al plan de expansión para la aprobación del MME. La UPME indica que la estructuración del proyecto se realizará de manera similar a la del Plan pasado, es decir, donde los proponentes de proyectos deberán establecer garantías anticipadas.

- Con respecto a la conexión de las generaciones en Antioquia, se propone la nueva subestación Salamina 230 kV con el objetivo de resolver problemas en el STR de Caldas – Quindío – Risaralda (CQR) y conectar las nuevas generaciones, Encimadas Cañaveral (184 MW) y Porvenir II (352 MW) y San Juan (117 MW).

EPM informa de los adelantos de la generación de Río San Juan, y teniendo en cuenta que la entrada de esta generación depende de la puesta en operación del proyecto Nuevo Siete 230 kV (retrasada por un tema de garantías), solicita analizar para cuándo está la solicitud de Río San Juan y así definir una alternativa o cuál sería el procedimiento a seguir por parte del generador. Se menciona que la infraestructura podría darse abriendo la línea y llegando a Hispania 230 kV, luego cuando se normalicen las garantías para Nuevo Siete 230 kV, se desarrollaría lo correspondiente de Hispania a Nuevo Siete. La UPME indica que la infraestructura no entraría en operación antes del año 2021 independiente de la fecha requerida por Río San Juan.

- Con relación a la conexión Colombia – Ecuador, EPSA pregunta si se cumplirá con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013 en términos de la convocatoria, ya que las obras fueron propuestas por la UPME y no por el Operador de Red. La UPME indica que seguirá el procedimiento señalado en la regulación.

XM manifiesta que se proyectan altas tasas de intercambio con Ecuador. La UPME indica que inicialmente es necesario resolver la problemática interna en el STR de Cauca - Nariño y luego desarrollar la infraestructura para la interconexión.

- Con respecto a capacidad de conexión en el STR y STN, la UPME realizó un ejercicio indicativo para las quince sub - áreas del SIN, en el que a partir de la subestación “peor interconectada” de cada sub - área, se da una señal sobre la capacidad de conexión disponible.

EPM sugiere que cada Operador de Red en algún momento ayude a complementar dicho análisis desde el conocimiento que tienen de su propio sistema, además resalta que en las sub - áreas con menor capacidad disponible se puede conectar generación, pero para esto, se requeriría mayor infraestructura de transmisión y por lo tanto implicaría mayores tiempos de conexión.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

INTERCOLOMBIA pregunta si con este ejercicio, el próximo año se podría modificar el enfoque del informe de oportunidades de conexión. La UPME indica que sí, esa es una de las intenciones de este nuevo análisis.

CODENSA resalta que este análisis es de gran valor para la conexión de generadores, además resalta que adicional a esta señal podrían darse otras, como la estimación de los tiempos de conexión de las plantas teniendo en cuenta los requerimientos de expansión y las dificultades de obtención de permisos como de ejecución.

- Respecto al Plan de Generación, el cual se divide en: i) señales de expansión y ii) dos visiones para definir la matriz óptima: optimización integral, optimización integral – restringida recursos y red e indicadores económicos, la UPME indica que este año se realizó un ejercicio de planeación más integral, en función de los recursos y las obras de interconexión del SIN.

Como novedad metodológica, se divide el país en quince áreas eléctricas, cada una con su demanda y generación asociada, se modelan los intercambios existentes y futuros entre las áreas, además de los refuerzos adicionales de la red de transmisión que compiten con los proyectos de generación definidos en el portafolio de proyectos del modelo.

La señal de expansión del balance ENFICC+OEF vs Proyección de demanda, identifica el mes de febrero de 2021 como el momento donde la demanda supera la oferta de energía firme.

La señal de expansión resultante de la simulación con los recursos instalados y plantas de cargo se activa en marzo de 2026.

En cuanto a los escenarios de largo plazo, se desarrollaron dos escenarios con los siguientes supuestos:

- Escenario 1 - libre: Compiten todos los proyectos de generación y transmisión incluidos en el portafolio de proyectos.
- Escenario 2 - restringido: Se limita la capacidad de instalar proyectos de generación a la capacidad de la red de transmisión existente. En este caso no es posible expandir la red de transmisión.

La expansión resultante en el escenario 1 es en su mayoría con fuentes renovables con una participación de la generación eólica del 12% en la capacidad instalada total del país.

Ante las restricciones de transmisión definidas para el escenario 2, la participación de generación eólica (localizada en su totalidad en la Guajira), disminuye al 5% del total de la capacidad instalada en el país. La limitación de incrementar la transmisión permite diversificar la matriz resultante del escenario 2, donde además de instalar fuentes renovables, el modelo instala generación convencional de gas, carbón e hidro mayores.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Se resaltan algunos comentarios del Comité:

- EPM pregunta si para el cálculo de la generación – escenario 1 (gráfica del balance de energía vs demanda), se tuvo en cuenta la generación aprobada en La Guajira. La UPME indica que no, solo se tiene en cuenta generación con OEF o ENFICC.
- CODENSA pregunta si también se optimizan los costos operativos de la solar distribuida. La UPME indica que los costos solo se simulan a nivel de generación.
- EPSA pregunta que de acuerdo con los resultados del escenario 1, se estaría desplazando el recurso convencional, en ese sentido, qué pasaría con la planta de regasificación. La UPME indica que debido a que este escenario se modeló sin las restricciones para la conexión de nuevas plantas al sistema o restricciones de recurso, y teniendo en cuenta que el modelo instala plantas con costos operativos económicos, el resultado es un aumento en la instalación de proyectos eólicos y solares.
- EPSA pregunta si se tuvo en cuenta almacenamiento de energía. La UPME responde negativamente.

INTERCOLOMBIA pregunta que si de acuerdo con los resultados, la generación eólica sería la predominante. La UPME indica que sí, teniendo en cuenta los costos.

Además, pregunta cómo se refleja en el total de generación solar las horas del día en las que no se puede generar con este recurso. La UPME manifiesta que el modelo tiene una resolución mensual y que no tiene en cuenta el despacho, este se tendría en cuenta en un análisis de flexibilidad.

- Finalmente, la UPME informa al Comité que teniendo en cuenta los eventos de la S/E Mocoa, esta se reubicará completamente y la propuesta es modificar su configuración de barra principal y transferencia a doble barra. Se señala que en unidades constructivas el cambio no es significativo, además se mantendría la responsabilidad, la cual está entre Empresa de Energía del Putumayo para el STR y el Grupo Energía Bogotá – GEB para el STN. La modificación de la configuración de la subestación en el STN y los delta de línea del STN que se originan por su reubicación serán ejecutados por GEB bajo el mecanismo de AMPLIACIÓN, lo cual quedará incluido en el Plan GT 2017 – 2031.
- CODENSA manifiesta que es importante considerar para el próximo año, presentar una versión preliminar con mayor antelación o incluso entregas parciales para comentarios del CAPT y poder analizar con oportunidad la orientación para la definición de las obras. La UPME indica que con las obras del STN, se presentaron avances en diferentes reuniones; únicamente, con respecto a la conexión de las renovables, debido a que el cierre de la circular fue en septiembre, fue difícil presentar avances.
- INTERCOLOMBIA está de acuerdo con lo indicado por la Unidad, dado que durante las reuniones periódicas del Comité se fueron presentando progresivamente los

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

análisis que respaldan las obras propuestas, y manifiesta además que, conforme se ha realizado en el pasado, si durante el año se propone una obra urgente, esta puede ser aprobada y adoptada por el MME mediante la resolución correspondiente, complementando el último Plan vigente.

- ELECTRICARIBE pregunta qué pasó con la definición de obras en las sub – áreas Bolívar, Atlántico y Magdalena, teniendo en cuenta que para el caso del proyecto SE Carreto a 550 kV y SE Pasacaballo 220/110 kV, obras pertenecientes al estudio Bolívar-Occidente entregado por Electricaribe, se habían entregado dos (2) cartas referenciadas en los proyectos de Reficar para conexión de 70 MW y del proyecto Newgen (Central de generación termoeléctrica) con la finalidad de apalancar los proyectos mencionados. La UPME indica que estas cartas fueron entregadas por el OR el 18 de septiembre de 2017, solicitudes para conectarse únicamente a la SE Pasacaballo 220 kV, a estos proyectos de Reficar y Newgen se les envió comunicación con el fin de solicitar la constitución de las respectivas garantías anticipadas para la respectiva expansión. La UPME indica que se han tenido dificultades en la entrega de la información por parte del OR y en la justificación de algunas obras. Adicionalmente, resalta que hay que ser cuidadosos en la definición de obras en el área ya que el Operador de Red propone proyectos que constructivamente tienen difícil ejecución o son inejecutables.
- EPSA pregunta sobre la competencia del CAPT con respecto a la definición de obras del STR. La UPME señala que cuando estas obras son propuestas del Operador de Red, su aprobación no es responsabilidad del CAPT, aunque para el caso de las obras propuestas por la UPME, por ejemplo el refuerzo del STR Nariño, es necesario el concepto del CAPT.

INTERCOLOMBIA indica que las competencias del CAPT en relación con la emisión de conceptos sobre obras del STR es un tema que está pendiente por cerrar con el MME, teniendo en cuenta que la Resolución MME 18 1313 de 2002 le asigna al Comité la responsabilidad de conceptuar sobre el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional - SIN, el cual incluye las obras del STR. Agrega que este es un tema que deberá agendarse para las siguientes reuniones del Comité.

- CODENSA pregunta si con relación al tema de baterías, en este plan se indicará algo al respecto. La UPME indica que se realizó un ejercicio con la sub – área Bolívar pero es solo un ejercicio, no se alcanzó a traer para comentarios del Comité.

Se resalta la importancia de enviar al CAPT el documento pendiente de baterías y después de revisar la propuesta por parte del Comité, enviarla a la CREG.

Al finalizar la presentación, el Comité emite CONCEPTO FAVORABLE para las obras del Plan de Expansión Generación Transmisión 2017 - 2031, las cuales comprenden:

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Obras Valle:

- Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 X TRF desfasadores 150 MVA.
- Dos líneas en 230 kV de 74 km Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor – Pailón 115 kV en Tabor – Pacífico – Pailón 115 kV.

Obras Antioquia:

1. Subestación Salamina 230 kV
Seccionamiento de los circuitos San Carlos – Esmeralda 230 kV_2 y San Carlos – Esmeralda 230 kV_1 (San Lorenzo – Esmeralda 230 kV_1) realizado aproximadamente a 48.93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas de 16.2 km.
2. Subestación Hispania 230 kV
Seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Siete 230 kV y El Siete – Esmeralda 230 kV, con dos líneas circuito de aproximadamente 14 km desde el punto de seccionamiento a la subestación Hispania 230 kV.

Subestación Mocoa:

Reubicación y cambio de configuración a doble barra de la S/E Mocoa 230 KV. Obra a realizar por el mecanismo de Ampliación.

Conexión Renovables:

Fase 2.A

- Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV

Año de puesta en servicio de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

Fase 2.B

- Colectora 3 en 500 kV en AC
- Colectora 2 en 500 kV en AC
- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.

Año de puesta en servicio de Infraestructura propuesta: Diciembre 2023

Con respecto a la recomendación de la conexión de las renovables – Fase 2.B, la obra estará supeditada a los intereses de ejecución de los promotores que han solicitado conexión.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 162

Así mismo, la UPME indicó que se trata de una obra que no tiene una fecha de entrada en operación concreta, pues el proyecto estará supeditado o condicionado a los intereses de ejecución de los promotores que han solicitado conexión, teniendo en cuenta que deben presentar garantías anticipadas.

Los análisis técnicos relacionados se encuentran en la presentación anexa al acta.

En Conclusión, el CAPT, aprueba en Pleno el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017 – 2031

5. SEGUIMIENTO A OBRAS DEL STN Y STR

Por parte de la UPME, se realizó la presentación con el resumen del avance de los proyectos adjudicados por Convocatoria, el cual se divide en:

- i) Resumen del estado de los proyectos del STN.
- ii) Resumen del estado de los proyectos del STR.

Para cada uno de estos numerales, se indican los proyectos que se han adjudicado, los que están en procesos de selección y los que están en estructuración de pliegos; de igual forma, se muestran todos los proyectos del STN que, de acuerdo con su cronograma, se encuentran en un estado de alerta (rojo: atraso no recuperable – amarillo: atraso recuperable – verde: estado de ejecución normal).

El detalle de la información se puede consultar en la presentación correspondiente, disponible en la página web del CAPT. Se resaltan algunos comentarios del Comité:

- Referente al proyecto Anillo Guajira – Cuestecitas – Riohacha - Maicao 110 kV, la UPME resalta que en este proyecto se ha logrado un importante avance en el acercamiento con las comunidades. Por esta razón, se propone convocar a los promotores para que cuenten sus experiencias.
- Con relación a la subestación Palenque, EPM informa que hay obras del STR que están pendientes de la conexión de Palenque 230 kV. Además solicita a XM revisar qué pasaría si a finales del año 2018 no se tiene el proyecto. XM indica que esta sensibilidad está en el informe de restricciones de mediano plazo.
- Con respecto a Chinú – Montería – Urabá 230 kV, EPSA manifiesta que las obras del STR ya están disponibles para conectarse al sistema e informa que solicitaron a INTERCOLOMBIA la entrada parcial de algunos activos del Proyecto de 230 kV.

En este sentido, se resalta la importancia de revisar las ventajas y desventajas de las entradas parciales de los proyectos.

6. VARIOS

- Se citará a un CAPT virtual para tratar el tema de la carta que se enviará a la CREG respecto al tema de baterías para la zona Caribe.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN
ACTA No. 162

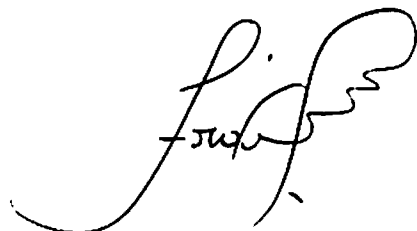
- El tema general de las baterías se retomará en la agenda del año 2018.

7. COMPROMISOS

A continuación, se presentan los compromisos adquiridos en la reunión:

Tabla 1. Compromisos adquiridos en la reunión CAPT – 162.

Ítem	Descripción	Fecha	Responsable	Observación
1	Enviar al CAPT documento propuesta de baterías	-	UPME	



PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO
Presidente



ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Secretario Técnico