

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

Fecha: 6 de diciembre de 2018

Hora: 9:00 a.m.

Lugar: Av. Calle 26 # 69D - 91

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Agente	Empresa	Asistencia		
		Nombre	Categoría	Presencia
Transmisor	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EPM	Diego Humberto Montoya	Principal	x
		Luis Fernando Aristizabal	Suplente	✓
	GEB	Jairo Pedraza Castañeda	Principal	x
		José Vicente Melo	Suplente	✓
Gran Consumidor	ECOPETROL	Roger Mina	Principal	x
		Aicardo Vargas	Suplente	✓
	PAZ DEL RÍO	Mario Rozo	Principal	x
		Juan Sebastián Ruiz		✓
	CERRO MATOSO	José Ramón Mercado	Principal	✓
		Victor Luis Pereira Bossio	Suplente	x
Comercializador	CODENSA	Manuel Gómez Pineda	Principal	✓
		Juan Carlos Serrato	Suplente	x
		Andrés Aldana	Suplente	x
	ISAGEN	Hernán Palacios Perdomo	Principal	✓
	ELECTRICARIBE	Henry Andrade López	Principal	✓
		Héctor Andrade	Suplente	x
Generador	TERMOBARRANQUILLA	Gilberto Marengo	Principal	✓
		Eduardo Ramos		x
Distribuidor	EPSA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	✓
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	✓
		César Urrego	Suplente	x
CND	XM	Juan Gonzalo Ortega	Invitado	✓
		Henry López	Invitado	✓
Ministerio	MME	Germán González	Invitado	✓
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretario	x
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Alexandra Moreno	Secretario	x
		Yohana Galvis	Secretario	✓
		Silvana Fonseca	Secretario	✓

Se da inicio a la reunión No.171 del Comité, verificando el cumplimiento del quórum.

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

Antes de iniciar la agenda, los integrantes del CAPT proponen el siguiente tema como varios:

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

- Revisar el Grupo de Restricciones (XM).

2. APROBACIÓN ACTA ANTERIOR

Se informa por parte de la secretaría del Comité que las actas se encuentran al día.

CODENSA manifiesta que el acta No. 170 debe ser mejor documentada y orientada al documento que está elaborando el CAPT con las causas de los retrasos de los proyectos. Esta acta será complementada por CODENSA y circulada nuevamente al Comité.

3. INFORME DE SECRETARÍA TÉCNICA

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

- Con respecto a la interconexión con Panamá, se realizaron reuniones para la revisión técnico – económica de la materialización del proyecto. Los asistentes fueron ETESA, INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ - ICP, MME, CREG y UPME. En el Plan 2019 se indicarán las obras asociadas a dicha interconexión, las cuales no serán recomendadas hasta tanto se realicen las revisiones necesarias por ambos países y se defina una alternativa final.
- Con respecto a la interconexión con Ecuador, se realizó una reunión de inicio, con el propósito de conocer el sistema eléctrico ecuatoriano, se presentaron los Planes de Expansión de Colombia y Ecuador en lo referente a: procedimientos, metodologías, procesos de selección de inversionistas, entre otros. Finalmente, hubo acuerdos entre el Viceministro de Energía de Ecuador y el Director de la UPME. Se espera tener resultados definitivos en el segundo semestre de 2019.
- La UPME manifiesta que los últimos dos GTR realizados el 18 de octubre y el 3 de diciembre fueron muy productivos, ya que se discutieron con mucho detalle las obras que se incluirán en el Plan de Expansión 2018.
- Fueron adjudicados los proyectos: i) *“Toluviejo 220 kV”* a EPSA por un valor aproximado de 70.59 millones de dólares, ii) *“San Juan 220 kV”* a CONSORCIO SAMPI por un valor aproximado de 8.91 millones de dólares y iii) *“Sabana – Bolívar 500 kV”* a ISA por un valor aproximado de 39.46 millones de dólares.

La convocatoria pública UPME STR 02 - 2018 *“segundo circuito Altamira – Florencia – El Doncello 115 kV”* fue declarada desierta.

EPSA pregunta por el proceso luego que una Convocatoria queda desierta. Al respecto, la UPME indica que una vez queda desierta se revisan las alternativas reales de desarrollo con mayor detalle del proyecto, con el fin de identificar los riesgos para mitigarlos, ya que se espera que a mayor información, menor riesgo y menor costo.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

4. ANÁLISIS DE CAUSAS DE ATRASOS DE LAS OBRAS EN EJECUCIÓN DEL STN Y STR.

CODENSA informa que está pendiente la invitación formal por parte del C.N.O. para tratar el tema de restricciones, además informa de un estudio de restricciones realizado por ASOCODIS, el cual será presentado en la XV Jornada de Distribución de Energía Eléctrica y está enfocado en tres aristas: i) mercado, ii) operativo y iii) planificación y ejecución de obras.

CODENSA indica que de acuerdo con los compromisos adquiridos en la reunión CAPT 170, está elaborando un documento que contiene las causas de los atrasos de los proyectos, el cual será circulado al CAPT antes del 14 de diciembre. En este documento, también se incluirá un análisis sobre las causas de los atrasos de las obras identificadas en el año 2013 y 2014, indicando si éstas se han resuelto o han mejorado.

Así mismo, manifiesta que, aunque existen dos nuevas instancias, PINES y Mesa de Alto Nivel, éstas son para colaboración y catalizador de procesos, y los problemas ambientales, sociales y jurídicos siguen existiendo. Finalmente, indica que sin cambios normativos de fondo se seguirán atrasando los proyectos por las mismas causas de los años 2013 y 2014, por tal razón es necesario insistir en que se ejecuten cambios en la normatividad relacionada.

Se resaltan algunos comentarios del Comité:

- La UPME propone identificar las mejoras que ha habido desde 2013 hasta la actualidad en cuanto a los atrasos de los proyectos.
- CERROMATOSO indica que desconoce el estudio realizado por ASOCODIS, sin embargo, resalta que el tema se ha discutido.

Informa que en reunión con INTERCOLOMBIA se discutió la visión de ambos actores con respecto al tema de restricciones, en el Comité Asesor de Comercialización – CAC se presentó la visión de esta problemática, y propone que se tenga un consenso generalizado en los diferentes Comités para que las soluciones que se planteen, impacten positivamente a todos los involucrados.

Además, manifiesta que desde ASOENERGÍA también se está trabajando en este tema y desde la ANDI se estableció una mesa de restricciones y se está elaborando un documento con esta visión, el cual será enviado al MME y se dará a conocer al CAPT.

Finalmente, informa que, dado el alto costo de la energía, la empresa está trabajando en la instalación a largo plazo de una planta de 150 MW. A corto plazo, es decir, a mediados de enero de 2019 se iniciará la construcción de una planta de autogeneración de 18.5 MW.

TEBSA expresa que debido a que los ESPS se están agotando, la planta está generando para evitar racionamiento, y están enfrentando el problema. Resalta que el costo de la generación es regulado y auditado y que las restricciones han

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

aumentado en la cantidad de energía requerida para atender la demanda con los criterios establecidos para la operación. Respecto al precio unitario, se observa que en el 2014, la hidrología fue menor, propiciando un mayor precio de bolsa, resultando en una mayor generación en mérito y las restricciones eran atendidas por esta misma generación, que posteriormente con alta hidrología, un menor precio de bolsa tiene como consecuencia que la generación fuera de mérito aflore. Si se toma el valor unitario en dólares desde el año 2011 al año 2017, estas tienen un aumento del 14%. Resalta las alternativas relacionadas con las baterías, sin embargo, manifiesta que la resolución emitida por la CREG aún presenta aspectos por aclarar.

- CODENSA sugiere que el documento que se está preparando sea enviado y presentado a i) MME, ii) Mesa de Alto Nivel y iii) Alta Consejería Presidencial para la Competitividad. Adicionalmente, propone solicitar reuniones con estas entidades, generar mesas de trabajo que cambien esta normatividad dentro de nuestro rol.
- EPSA propone plantear soluciones disruptivas ya que este es un tema sobre-diagnosticado con una problemática totalmente identificada, manifiesta que no es la capacidad técnica ni económica de los inversionistas, sino la normatividad. CODENSA está de acuerdo.

Finalmente, EPSA resalta los costos elevados que tienen estas problemáticas y que los temas ambientales y sociales pueden llegar a casi el 50% del valor total del proyecto.

- INTERCOLOMBIA manifiesta que desde el Comité se tiene la suficiente información y criterio para realizar un diagnóstico preciso y realizar gestión con el Gobierno. Además, destaca la importancia de acoplar la planeación y la operación, por lo que, propone generar un espacio de conversación ad hoc con el C.N.O. e identificar lo que ha venido cambiando. Por último, propone darle alta prioridad a este tema y otorgarle el espacio que requiere.
- La UPME resalta que está de acuerdo con EPSA en que este es un problema sobre-diagnosticado, aunque indica que cada entidad se ha manifestado desde un punto de vista particular, en tal sentido, propone que el CAPT se enfoque en revisar los temas que le competen con el fin de llevar las conclusiones a una reunión sectorial.

En consecuencia, la UPME hace un llamado como sector, enfocado en todas las aristas, por esto, inicialmente propone citar al grupo de restricciones con los temas competentes de la UPME y el CAPT y como segundo paso, incluir en una nueva citación al C.N.O. y la CREG, para que éstos presenten la problemática identificada desde su punto de vista; finalmente, propone que se realice una convergencia de las dos propuestas incluyendo las cuatro aristas relacionadas con las restricciones: i) planeación, ii) operación, iii) regulación y iv) desarrollo de los proyectos. INTERCOLOMBIA está de acuerdo con la propuesta.

- XM manifiesta su preocupación ante el aumento del costo de las restricciones y recuerda al CAPT que esta condición desde hace ya varios años se ha venido prediciendo a través de los informes de mediano plazo, largo plazo y trimestrales de

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

restricciones, donde se ha evidenciado el aumento de generación de seguridad requerida en Caribe. Indica que, como CND está buscando alternativas para reducir los costos de restricciones, sin embargo, hay que tener en cuenta que la normatividad le da prioridad a la seguridad sobre la economía, por lo que no se puede flexibilizar los criterios para Caribe y en el resto del país mantener la misma exigencia. Como CND, debe programar la generación independiente de su costo, porque prima la atención de la demanda. Acorde a lo anterior, se resalta la importancia del grupo de restricciones, para identificar qué alternativas se pueden viabilizar para mejorar la condición actual de costo de restricciones. Finalmente, propone para el grupo de restricciones cuatro grandes temas: i) continuidad en el documento de causas, ii) proponer agenda del grupo (2019), iii) generar espacio para el análisis de las restricciones integrado con los agentes de la cadena y iv) proponer soluciones disruptivas.

- EPM indica que, si se requieren cambios normativos, se deben tener propuestas concretas y propone gestionar charlas con expertos internacionales sobre nuevas tecnologías y sobre sus experiencias en la implementación de nuevos retos como la integración de la generación distribuida, entre otros, considera relevante aprovechar las tecnologías no convencionales en la solución de las problemáticas identificadas.
- La UPME manifiesta que en varias ocasiones se han presentado diferentes alternativas como por ejemplo la integración de generación/transmisión en la expansión, potencia localizada, demanda desconectable, baterías, entre otros temas que al final no se concretan. Hoy ha tomado relevancia el tema de las baterías, el cual se ha trabajado desde hace tiempo y hasta ahora se tiene una propuesta de la CREG dada la urgencia. Concluye que estamos en un punto complejo en el cual se resuelve el problema más urgente.

5. OBRAS EN ANÁLISIS PLAN 2018 - 2032

La UPME informó sobre las tres obras revisadas en los Grupos Técnicos realizados el 18 de octubre y el 3 de diciembre y que se incluirán en el Plan 2018, las cuales corresponden a: i) subestación Pasacaballos 220 kV, ii) interconexión Colombia – Panamá (indicativa) y iii) integración de renovables en GCM (indicativa). Adicionalmente, informó que en el Plan 2018 se incluirá un nuevo capítulo en el que se tratarán las restricciones.

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:

- Con relación a la subestación Pasacaballos 220 kV:

La UPME informa que para este proyecto se han realizado revisiones en los últimos dos años, el cual tiene beneficios en el SDL y permite conectar nueva demanda industrial en el área. Teniendo en cuenta los comentarios indicados en el GTR, se adicionarán a los beneficios totales, la conexión de demanda adicional en la nueva subestación más los beneficios de la conexión de la generación. Además, se incluirá

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

qué porcentaje de los beneficios apalanca la demanda y qué porcentaje apalanca la generación.

XM señala que la necesidad del proyecto es justificada en la conexión de demanda y la evacuación de la generación (Termo Caribe= 350 MW), pero considera importante incluir en el documento las demandas adicionales que podrían atenderse a futuro y los antecedentes del proyecto que muestren las alternativas adicionales que fueron evaluadas, lo cual daría una mejor justificación de la obra de expansión a nivel de STN.

CODENSA manifiesta la importancia de verificar que la carga pueda ser conectada en el SDL. Al respecto, ELECTRICARIBE indica que los circuitos en esa zona son radiales, largos y saturados, por lo que no es posible atender ni la generación ni la demanda de forma segura y confiable. La UPME resalta que la evaluación económica más crítica era considerar solo los beneficios de la demanda y aun así el beneficio/costo es superior a 1.

CODENSA resalta la importancia de que el proyecto no quede sin ejecutarse por falta de garantías por parte del generador o la demanda. Al respecto, la UPME indica que esto solo se podrá verificar al momento de solicitar las garantías, sin embargo, se propone diferenciar los beneficios de cada uno dentro del Plan, de tal manera que, ante la ausencia de uno, se pueda verificar si el beneficio/costo continúa siendo superior a uno.

Finalmente, la UPME resalta que existen subestaciones a 66 kV muy cerca de superar el nivel de cortocircuito y algunas que ya lo superan, entre estas están: Ternera, Bosque y Cospique, para lo cual plantea tener reuniones con los dueños de las subestaciones para que se planteen soluciones antes de la entrada en operación de la subestación Pasacaballos 220 kV. XM está de acuerdo y menciona que los proyectos están entrando sin la totalidad de los beneficios debido a los niveles de corto circuito, resalta el caso del transformador de Bolívar 220/66 kV.

- Con relación a la interconexión Colombia – Panamá:

La UPME señala que esta obra es indicativa ya que está supeditada a revisiones adicionales entre los dos países.

INTERCOLOMBIA manifiesta que el rol del CAPT es revisar la viabilidad técnica y económica del proyecto. Conocer el modelo de negocio es importante, pero el tema de fondo es que el proyecto tenga beneficios justificables, lo cual se ratifica con los resultados que se están obteniendo. Aun cuando el tema de la conexión no esté definido, el tramo de activos de uso tiene sus beneficios como proyecto asociado al STN. De todas formas, es importante revisar con mayor detalle el tema, pero hasta el momento existen beneficios y eso es lo que debe importar al CAPT. Finalmente, señala que un aspecto crítico sobre la mesa es asegurar la coordinación para el desarrollo de los tres tramos: i) tramo Panamá, ii) tramo ICP y iii) tramo Colombia.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 171

EPM pregunta sobre los beneficios totales del proyecto de interconexión y si estos son superiores a los costos totales, esto para asegurar el interés de las tres partes involucradas. INTERCOLOMBIA explica que los beneficios se han visto tanto desde la óptica binacional como para Colombia, y que la idea es asegurar la coordinación para que las tres partes inicien la construcción al tiempo.

CODENSA indica que es claro que el proyecto se ejecutará por conexión o por uso, aunque es necesario hacer diferentes escenarios y tener claridad sobre las rentas, considera importante tener una versión detallada del plan de trabajo que tendrá la UPME con respecto a este tema. Al respecto, la UPME indica que este cronograma se debe consultar con Presidencia o Ministerio, ya que la decisión de tener la interconexión adicional a tener una componente de viabilidad técnica económica también depende de decisiones de Estado.

- Con relación a la integración de renovables:

La UPME señala que esta obra es indicativa debido a que depende del desarrollo de las subastas de largo plazo y del cargo por confiabilidad. El objetivo es mostrar cómo incorporar nueva generación en la subárea Guajira-Cesar-Magdalena.

Resalta que la Colectora 4 no entraría en operación antes del 2025, sin embargo, las repotenciaciones y demás obras propuestas podrían tomar menos tiempo. De igual forma, la Unidad recalca que este proyecto no se definirá hasta tanto se tenga el resultado de las subastas. Posiblemente se tenga un Plan a mediados del 2019 donde se incluyan las obras relacionadas con las subastas.

CODENSA pregunta si dentro de los análisis preliminares para la integración de renovables se han tenido en cuenta baterías, esto con el fin de que la integración requiera un menor tiempo. Al respecto, la UPME indica que hasta ahora solo se ha contemplado la expansión de líneas y transformación, sin embargo, este puede ser un elemento que considera activos de conexión.

XM propone que después de la subasta se gestionen grupos de trabajo como el realizado con Ituango, es decir, cuando ya se tengan las plantas que ganaron las subastas y alternativas a evaluar.

EPSA pregunta si luego de la subasta de contratación a largo plazo, la UPME solicitará a los promotores que participaron y no fueron adjudicatarios de dicha subasta una ratificación de sus proyectos. La UPME indica que, aunque esto no se incluyó en la resolución, sería una buena práctica.

El CAPT aprueba el Plan de Transmisión 2018 - 2032, sin embargo, para el proyecto Pasacaballo 220 kV, el Comité solicitó complementar la información con los comentarios mencionados anteriormente, el cual se revisará en un próximo CAPT

6. INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES

XM realiza la presentación *"Evaluación económica de las alternativas de conexión de parques eólicos de La Guajira"*.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 171

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:

- XM señala que la incertidumbre en la instalación de las plantas de generación está afectando la planeación.
- La UPME manifiesta que se presentan contradicciones entre lo propuesto y la visión a largo plazo, ya que por un lado se recomienda ejecutar obras anticipadamente y por otro lado, no se aprueban obras hasta tener certeza de los proyectos de generación.
- CODENSA propone elaborar la agenda del GTR del 2019 donde se incluyan temas como pronósticos de demandas y generación distribuida. Respecto a generación distribuida, la UPME informa que con USAID se va a desarrollar un trabajo para tener modelos de generación de energía distribuida.
- La UPME informa que se publicaron para comentarios, en la página web de la entidad, los formatos en los que los Operadores de Red deben reportar la información sobre generación distribuida, de acuerdo con las Resoluciones CREG 030 y 038 de 2018.

7. SEGUIMIENTO A OBRAS DEL STN Y STR

La presidencia indica que por limitaciones de tiempo se propone que la presentación "*Seguimiento a obras del STN y STR*" sea enviada por correo electrónico. El Comité está de acuerdo.

GEB y EPSA solicitan que la presentación incluya el cronograma de las Convocatorias Públicas próximas a publicarse incluyendo fechas estimadas de adjudicación y fecha de puesta en operación.

8. VARIOS

- Grupo de Restricciones: XM resalta la importancia de citar el grupo y de plantear alternativas, además, propone que la UPME presente criterios de confiabilidad en el planeamiento y el C.N.O. presente criterios de confiabilidad en la operación.

Se concluye tener un plan de trabajo para la tercera semana de enero de 2019.

- Comentarios a resolución CREG relacionada con baterías: CODENSA circulará la propuesta antes del 14 de diciembre.

9. COMPROMISOS

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

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN
ACTA No. 171

Tabla 1. Compromisos adquiridos en la reunión CAPT – 171.

Ítem	Descripción	Fecha	Responsable	Observación
1	Enviar documento ajustado "Obras Plan 2018".	12/12/2018	UPME	
2	Citar al grupo de restricciones	3 semana de enero	UPME	
3	Circular propuesta comunicación de baterías	12/12/2018	CODENSA	
4	Documento causas de los retrasos en la ejecución de obras en el STN y STR	14/12/2018	CODENSA	
5	Enviar presentación "Seguimiento a obras del STN y STR" incluyendo cronograma de próximas convocatorias		UPME	


MANUEL GÓMEZ PINEDA
Presidente


ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA
Secretario Técnico