

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 139

Fecha: 3 de julio de 2015  
Lugar: UPME

Hora: 8:30 a.m.

### 1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Se da inicio a la reunión No.139 del Comité verificando el cumplimiento del quórum.

No hay asistencia de ninguno de los Grandes Consumidores, por lo tanto la UPME indica que será llevará a cabo un Comité informativo y en caso de que se requiera tomar alguna decisión se realizará mediante un Comité virtual.

EPM resalta la necesidad de contar con la asistencia de los grandes usuarios dada la importancia que tiene el Comité y el papel que desempeñan estos agentes dentro del mismo.

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisor	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	x
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EPM	Diego Humberto Montoya	Principal	✓
		John Jairo Celis Restrepo	Suplente	x
	EEB	Jaime Alfonso Orjuela	Principal	✓
		Jairo Ovidio Pedraza	Suplente	x
José Vicente Melo		Suplente	x	
Gran Consumidor	PAZ DEL RIO	Julio Cesar Wagner	Principal	x
		Pablo Martín Bernal	Suplente	x
	OXY	José Vicente Gómez	Principal	x
		Carlos Rangel	Suplente	x
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	x
		Freddie Luna	Suplente	x
Comercializador	CODENSA	Andrei Romero Grass	Principal	x
		Andrés Aldana	Suplente	✓
	ISAGEN	Agustín Escobar Moreno	Principal	✓
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade Hamburger	Principal	x
		Henry Andrade López	Suplente	✓
Generador	AES CHIVOR	Juan Carlos Guerrero	Principal	x
		Fredy Martínez Guevara	Suplente	✓
Distribuidor	EPSA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	x
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	✓
		Carlos Alberto Moreno	Suplente	x
CND	XM	Juan Carlos Morales	Invitado	x
		Juan Gonzalo Ortega	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	x

**COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN  
ACTA No. 139**

Agente	Empresa	Asistencia		
Ministerio	MME	Elsa Fernanda Márquez	Invitado	x
		José Edilberto Muñoz	Invitado	✓
UPME	UPME	Jorge Alberto Valencia	Secretario	✓
		Ricardo Ramírez Carrero	Secretario	✓
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Javier Martínez	Secretario	✓
		Silvana Fonseca	Secretario	✓
		Diana María Pérez	Secretario	✓
		Juliana Moreno	Secretario	✓

**2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES**

Se informa por parte de la secretaría del Comité que el acta de la reunión No. 137 ya fue enviada para comentarios hasta el miércoles 8 de julio y el acta de la reunión No. 138 será enviada en el transcurso de la próxima semana para revisión y comentarios por parte del Comité.

**3. REVISIÓN SOLICITUDES DE CONEXIÓN PARA PLANTAS DE GENERACIÓN EN ÁREAS CON EXPANSIÓN DEFINIDA.**

EPM expone la problemática que se está presentando en Antioquia por la gran cantidad de PCH's. Existen aproximadamente 60 solicitudes de conexión para plantas menores a 20 MW solo en Antioquia y cuando éstas son asociadas en un mismo grupo pueden sumar hasta 200 MW, el OR tiene inconveniente para evacuar toda esta generación.

De igual manera EPM indica que no existe garantía para el cumplimiento en el tiempo de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) para estos proyectos de generación y también que las soluciones de expansión planteadas, se quedan cortas ante estos.

Respecto al tiempo de ejecución de los proyectos de las PCHs por ejemplo, indica que estos tienen tiempos menores de ejecución, además para su conexión en algunos casos se requieren activos de uso ejecutados por EPM, mientras que en el caso de las plantas que tienen cargo por confiabilidad, existen tiempos de ejecución que permiten plantear soluciones robustas. Adicionalmente con el aumento de las plantas menores el nivel de pérdidas se está elevando, ya que la demanda en el área es insuficiente para que la generación se quede en el área.

También se presenta el caso en que se tienen varias PCH para conectarse en un mismo punto y puede coparse la red de uso, con esta generación sin dejar espacio para la conexión de cargas.

EPM presenta la problemática para las diferentes áreas, indicando la relación entre las solicitudes de conexión en MW y la máxima capacidad que se puede conectar en cada una, así como algunos problemas que podrían presentarse debido al aumento de generación, como bajas tensiones y altas cargabilidades.

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

EPM propone enviar una circular, comunicado u oficio a la CREG con el fin de identificar cuáles deberían ser los criterios para la conexión al SIN de los generadores menores.

Al respecto, la UPME manifiesta que hace algún tiempo se realizó entre el CAPT y la Unidad, un documento con los lineamientos y criterios a tener en cuenta para la presentación de los estudios de conexión. Por lo tanto, propone retomar el documento y ver la viabilidad de implementar estos requisitos de modo que se pueda tener uniformidad en los estudios de conexión, aclarando que jurídicamente no se podría reglamentar desde la UPME por medio de decreto, sin embargo puede ser posible establecerlo como un procedimiento.

EPM considera que éste es un problema que trasciende, ya que no es solo emitir el concepto del punto de conexión, sino que también existe una problemática de temporalidad y derecho de conexión; es decir, en qué tiempo entrarán los generadores y quién tiene el derecho de conectarse cuando se trata de un mismo punto, al tener varias las solicitudes.

Así mismo, EPM indica que la definición de proyectos de magnitud robusta para evacuar toda la generación, debería considerar un criterio en el cual la definición de estas obras presente beneficios para el usuario.

La UPME manifiesta que en general la problemática señalada por EPM también se presenta con otros tres Operadores de Red en otros departamentos; ELECTRICARIBE señala que también en su sistema se está presentando la misma problemática, pero con generación eólica y solar.

EPSA indica que también se presenta la misma problemática en esta área, con el tema de cogeneración y las nuevas solicitudes de conexión que se han realizado desde la expedición de la Ley 1715 de 2014 "Ley de Renovables".

La UPME manifiesta que respecto a la temporalidad y el derecho de la conexión, para las solicitudes simultáneas no hay nada regulado, la CREG debe definir el tema. La Unidad ha planteado esta problemática para la revisión integral del proceso de conexión para diferentes tipos de proyectos y ya se solicitó un concepto a la CREG respecto a este tema. Así mismo, considera importante también manifestar a la Comisión lo relacionado con las garantías, fechas de puesta en operación y derecho a la conexión para solicitudes simultáneas.

Finalmente, propone la UPME realizar jornadas de trabajo para revisar toda la problemática de la conexión, también propone ser proactivos con el Regulador; es decir, realizar una propuesta regulatoria a la CREG teniendo claridad sobre la problemática, con el fin de definir los criterios y reglas para estos procedimientos.

EPM plantea realizar una propuesta concreta, estructurar un grupo dentro del CAPT para elaborar estas propuestas y presentarlas en el próximo Comité, hacer reuniones con la CREG y con el CNO.

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

Los agentes postulados son:

- EPSA
- ITCO
- EPM
- ISAGEN
- ELECTRICARIBE (Opcionales)
- CODENSA (Opcionales)

La UPME propone que, para el próximo Comité se tenga un documento revisado con todos los puntos a considerar, para adelantar el trabajo y que antes de dos meses se pueda consolidar una propuesta para la CREG. Por lo tanto las tareas consisten en revisar el documento mencionado anteriormente e incluir las problemáticas adicionales que no hayan sido contempladas en el mismo. Se plantea como fecha para la primera reunión en la semana del 15 de julio.

#### 4. INFORME GRUPO AMBIENTAL

EPM realiza el resumen de los principales aspectos relacionados con el Grupo Ambiental, los cuales se nombran a continuación:

- Está próximo a salir el documento de alertas tempranas.
- Se está a la espera de la respuesta por parte de Ministerio con relación al POT, la cual se circuló al Comité.
- Se ha identificado por parte del Grupo, el apoyo a la gestión del CAPT como eficiencia de sus productos y forma de proceder.
- Se observan dificultades en los roles que corresponden a la actuación como apoyo al Comité por parte del grupo ambiental. Es válido plantear a la Dirección de la UPME cuál ha sido el propósito del grupo ambiental y así como del grupo técnico y regulatorio, de igual forma presentar el plan de trabajo de los grupos, y realizar una propuesta para soporte de cada tema y el enfoque de cada uno de los grupos, para que desde el mismo CAPT se estructure un marco de actuación para que trascienda a las personas.
- Se solicitará una cita al Director de la UPME a finales de agosto para mostrar la propuesta que se quiere exponer con relación a lo indicado en los ítems anteriores.

La UPME indica que las obras del plan definitivo, se presentan tanto en el Grupo Técnico Regulatorio - GTR como en el CAPT, la razón es debido a que en el GTR se realizan observaciones y comentarios a partir de los cuales se definen propuestas que se presentan al Comité para evaluación y aprobación.

#### 5. INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS

Se realizó por parte de la UPME, la presentación del avance de los proyectos de Convocatorias, el detalle de la información presentada se puede consultar en la presentación que se adjunta; sin embargo se presentarán las inquietudes y comentarios de los integrantes del Comité con relación a la presentación:

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

➤ Proyecto Chivor – Norte – Bacatá:

Es muy importante la red a 115 kV, por esta razón la presidencia del CAPT manifiesta que se solicitará a Codensa la información respecto al avance detallado del proyecto, con el fin conocer cuál sería el panorama del sistema al final del año, se aclara por parte de la UPME que existe un grupo de seguimiento del área Oriental donde se analizan estos temas.

➤ Proyecto Valledupar STR:

Está programada la adjudicación de la convocatoria para la siguiente semana. Al respecto EPSA indica que, en caso de declararse desierto cual sería el proceso para la realización del proyecto. La UPME manifiesta que, dado que las convocatorias son por delegación, el proceso a seguir dependerá del delegante.

#### 6. COMENTARIOS CAPT A RESOLUCIÓN CREG 087 DE 2015.

Al respecto ITCO presenta dos comentarios: i) las convocatorias cuando hay concurrencia no deberían tener "techo", éstas deben entrar a competir con los valores ofertados y ii) se debe definir un mecanismo para no quede desierta la convocatoria.

La EEB manifiesta estar de acuerdo con la concurrencia, ya que esto puede garantizar el mejor precio posible debido a la competencia que se da, también indica que en el caso cuando hay un solo oferente, el valor del 1,25 establecido por la CREG no está bien sustentado, se indica que un criterio objetivo y soportado, podría ser la relación B/C que presentó el proyecto.

Al respecto, EPM manifiesta que existen otras particularidades como sobrecostos, ya que las UC no reflejan la realidad sobre el costo de los proyectos, lo que puede llevar a que el OR no esté interesado en ejecutar el proyecto, por lo tanto hay que tratar el tema de raíz si se quiere llegar a una solución definitiva. La idea es que un mecanismo de convocatoria sea un mecanismo de segunda instancia o última alternativa; este proceso se entiende que es un mecanismo de competencia y como tal no habría razón para que se defina un techo.

La UPME interviene precisando que cuándo hay libre concurrencia no hay techo, mientras que, cuando hay un solo oferente, sí tiene todo el sentido de que haya un techo.

XM presenta las observaciones realizadas en el GTR respecto a este tema:

1. Es necesario aclarar en el tema del valor estimado del proyecto<sup>1</sup>, para lo cual se ha establecido que *"la UPME podrá estimar un valor para estos componentes, con el propósito de calcular el costo total del proyecto"*; la inquietud consiste en ¿cómo podría la UPME estimar los valores en los casos en que las UC son asimilables, a

---

<sup>1</sup> Valor estimado del proyecto: es el valor calculado por la UPME con base en las Unidades Constructivas que lo conforman o las que le sean asimilables, aprobadas en la Resolución CREG 097 de 2008 o aquellas que la modifiquen o sustituyan (Resolución CREG 087 de 2015).



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

los costos del proyecto, pero el OR obtiene un costo mayor al definido en las UC, es decir, existen sobrecostos?

2. Es necesario brindar mayor claridad sobre la participación de la CREG dentro del proceso de selección de adjudicatario, cuando el proyecto tiene un costo superior al Costo Medio del Nivel de Tensión 4; de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3 literal e) "(...) el proyecto se adjudicará solo si el valor presente del IAE no sobrepasa el valor incluido en el sobre depositado por el Director Ejecutivo de la CREG, previa autorización del Comité de Expertos, el día de entrega de las ofertas".Cuál será el papel de la CREG dentro de la convocatoria.
3. No se define en la Resolución, la metodología para calcular el costo del proyecto, en los casos en que el costo del proyecto no es mayor al Costo Medio del Nivel de Tensión 4, pero en la convocatoria no se presenta ningún interesado.
4. Según lo indicado en el Artículo 2: "(...) si el costo estimado del proyecto calculado en el literal c) es superior al 105% del valor estimado del proyecto, se considera que el proyecto tiene un costo medio por encima del Costo Medio del Nivel de Tensión 4 (...)" por lo anterior, si un Operador de Red renuncia a la ejecución de las obras sin la justificación de los costos medios, no se tendría conocimiento si dichos costos están por encima del 105% y podría ser que las ofertas estén por encima del 1.25% de ser así las ofertas no serían válidas. Se requiere aclaración para cuando se presenten estos casos.

Al finalizar, se concluye que los comentarios que se enviarán a la CREG sobre la Resolución, se emitirán desde la UPME; teniendo en cuenta las observaciones y comentarios realizados dentro del CAPT.

#### 7. PRESENTACIÓN EXPANSIÓN ATLÁNTICO LP

La UPME realiza la presentación complementaria de los análisis realizados de la sub área Atlántico, sobre la cual en la reunión anterior del CAPT (No. 138), se realizó la presentación detallada de la problemática general y el análisis de soluciones; por lo tanto, la presentación del CAPT 139 se enfocó en los análisis económicos.

Como se indicó, la problemática general en Atlántico es que se presentan restricciones importantes para atención de la demanda y existen dificultades para la adecuada coordinación entre la generación del área con el poco desarrollo de red. Se planteó el proyecto Caracolí, sin embargo se observa que con el aumento en la demanda, se presenta el agotamiento de la red en el mediano plazo y se vuelve a depender de la generación de seguridad, por lo tanto se requiere definir con suficiente antelación los proyectos para que no se presente esta situación.

En consecuencia, se plantearon dos alternativas i) nueva subestación Magdalena 220 kV y ii) nueva subestación El Río 220 kV, ambas alternativas se encuentran en el margen derecho de Barranquilla, ya que idea es cerrar el anillo de Barranquilla 220 kV y tener un nuevo punto de conexión STN y STR en el área. Se evaluaron las dos alternativas, las cuales presentan un adecuado desempeño y un comportamiento eléctrico similar, sin

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

embargo debido a que la subestación Magdalena se encuentra dentro de la ciudad, se ha descartado esta alternativa ya que tendría dificultades para la construcción.

Desde el punto de vista eléctrico, se observa que si no se implementa un proyecto de expansión a partir del año 2018, se necesitaría una generación de seguridad mínima en el área, debido a la sobrecarga en los transformadores de conexión STN/STR, lo cual implicaría sobrecostos para la operación del sistema.

La evaluación económica se realizó calculando el costo del proyecto, con base en las UC asociadas a la nueva subestación, las líneas y las adecuaciones requeridas en las subestaciones; teniendo en cuenta las dificultades constructivas que se puedan presentar en la zona, se realizaron algunas sensibilidades, de los costos del proyecto considerando tramos de red subterránea con diferentes longitudes.

Algunas de las conclusiones son:

- El proyecto Caracolí reduce el riesgo de desatención de la demanda. Sin embargo a partir del año 2018, se empieza observar una cargabilidad importante en los transformadores de conexión STN/STR y para el año 2018, sería necesario contar con una generación de seguridad importante para la atención confiable y segura de la demanda.
- A partir del año 2018, se observa que sería necesario cerrar los seccionamientos de barra en Termoflores y Malambo, dado que se pueden presentar escenarios en donde se requiera generación de seguridad al interior de Atlántico.
- El proyecto de la subestación El Río 220 kV, es viable técnica y económicamente; aun al considerar tramos de red subterránea hasta 5 km, teniendo en cuenta las dificultades que se podrían presentar para la construcción en la zona.
- Respecto a la evaluación económica, se hace énfasis en que en ésta evaluación se ha realizado frente a los beneficios del proyecto con la eliminación de la generación de seguridad en el área.
- El proyecto es viable técnica y económicamente por lo cual se recomendara su ejecución

EPSA recomienda hacer reuniones con la Alcaldía con el fin de que se incluya el proyecto en el POT.

XM indica que éste es un proyecto que presenta beneficios para disminuir la generación de seguridad y con beneficios adicionales por flexibilidad.

#### 8. PRESENTACIÓN EXPANSIÓN CARIBE LP

La UPME expone la problemática que se está presentado en el área Caribe, debido al alto crecimiento de demanda, cabe señalar que la demanda de esta zona presenta

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

---

porcentajes de crecimientos mayores al crecimiento del resto del país, lo cual aumenta las necesidades de generación de seguridad del área.

Se plantearon dos alternativas i) cierre del anillo en 500 kV Bolívar – Sabanalarga y segundo transformador Bolívar 500/230 kV y ii) compensación en Bolívar 240 MVAR. Las dos alternativas presentan un adecuado desempeño para la problemática de bajas tensiones, sin embargo para el tema de agotamiento de la red, la alternativa ii) no presenta ninguna solución, por lo cual se recomienda la alternativa i). Los análisis económicos muestran que la relación B/C para la alternativa i) es mayor a 1.

La EEB pregunta, ¿por qué se definió la obra a nivel de 500 kV y no en 230 kV entre los mismos puntos?. La UPME manifiesta que la alternativa a 230 kV también se analizó; sin embargo con la obra en 500 kV se observan beneficios a nivel del área y no sólo beneficios locales (Bolívar) como sucede en el caso de la obra a 230 kV, de igual forma se observó que en el corto plazo, ésta obra se quedaría corta respecto a los requerimientos del sistema; mientras que en el largo plazo, el proyecto en 500 kV tendría mejor funcionamiento como ya se mencionó, además de presentar un impacto importante a nivel de generación de seguridad en el área Caribe.

La EEB manifiesta que es importante que se considere desde la definición del proyecto, la estructura en doble circuito; aunque éstas presentan un costo mayor, no es relevante frente a los beneficios que se obtendrían cuando éstos sean requeridos.

Las conclusiones del análisis son las siguientes:

- Los crecimientos importantes de demanda en la Costa Caribe, causan un aumento en las necesidades de generación de seguridad, incrementando a su vez los sobrecostos en la operación.
- La alternativa del cierre del anillo en 500 kV, permite la reducción de las necesidades de generación de seguridad, disminuyendo el sobrecosto operativo del sistema.
- Ante los crecimientos de demanda, se observa la necesidad de definir obras con suficiente antelación para que las mismas estén en servicio en el tiempo en el que son requeridas.
- De acuerdo con los resultados obtenidos, la UPME recomienda el proyecto propuesto

#### 9. INFORME DEL GRUPO TÉCNICO Y REGULATORIO

ITCO presenta el resumen de los temas analizados en el GTR, como se indica:

- Análisis de expansión para las sub áreas Atlántico y Caribe.
- Comentarios a la Resolución 087 de 2015.

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 139

- Revisión de criterios para la definición de reactores maniobrables: Algunos aspectos por revisar, los cuales se envían por correo electrónico a los miembros del Comité para sus comentarios.
- Impacto del informe de oportunidades de conexión: Se hizo una revisión diferente, la cual entregó resultados adicionales.
- Revisión criterios de sobrecarga: se hace una revisión para condición normal de operación y ante contingencias. Se da un concepto de re-despacho debido a la interpretación que se tiene de este término. La UPME indica que en el documento no quedan los criterios de re-despacho, debido a que es un documento de planeación y no de operación.

#### 10. VARIOS

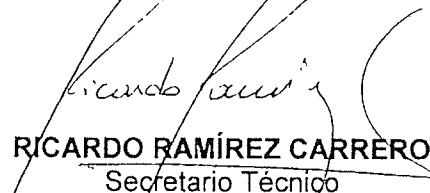
- ✓ Se programa la reunión del próximo CAPT para el miércoles 5 de agosto de 2015.
- ✓ Incluir dentro del orden del día de la próxima reunión, un espacio para discutir el tema proyectos del STR desiertos, para revisar qué pasa con el esquema regulatorio en estos casos (Valledupar 110 kV).

#### 11. COMPROMISOS

A continuación se presentan los compromisos adquiridos en la reunión:

Ítem	Descripción	Fecha	Responsable	Observación
1	Reunión conexión de generadores	14/07/2015	UPME	La reunión será coordinada por la Secretaría técnica del CAPT.

  
**DIEGO HUMBERTO MONTOYA MESA**  
Presidente

  
**RICARDO RAMÍREZ CARRERO**  
Secretario Técnico