

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 112

Fecha:	13 de julio de 2012
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

1 VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ x

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela Velez	Principal	X
		Humberto Montañó	Suplente	✓
	ISA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
		Guillermo Vinasco	Invitado	X
	EEPPM	Luis Guillermo Pérez V	Principal	✓
Luis Fernando Aristizabal		Suplente	X	
Grandes Consumidores	DIACO	Rafael Bica	Invitado	✓
	PAZ DEL RIO	Miguel Reinaldo Acevedo	Principal	✓
		Octavio Salazar Isaza	Suplente	X
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	✓
		José V. Gómez	Suplente	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	X
Juan Carlos Forero		Suplente	✓	
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	X
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	X
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
	ISAGEN	Jovan Alfonso Cano	Principal	X
		Hernan Palacios P	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade H	Principal	✓
Henry Andrade L		Suplente	X	
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	✓
		Leslie Mier Infante	Suplente	X
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Luna	Suplente	✓
CND	XM	Diego Tejada	Invitado	✓
		Juan Carlos Morales	Invitado	✓
Ministerio de Minas y Energía	MME	Elsa Márquez	Invitado	✓
		Jose Edilberto Muñoz	Invitado	✓
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretaría	✓
	UPME	Marco Caro	Secretaría	✓
	UPME	Karen Palacio	Secretaría	✓
	UPME	Andrea Rojas	Secretaría	✓
	UPME	Johanna Larrotta	Secretaría	✓



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Se da inicio a la reunión No 112 del Comité con la verificación del quórum y se procede a la lectura de la agenda a partir de lo cual se manifiesta que el tema a tratar en el numeral 6 será remplazado por la presentación del IPOELP, solicitud sustentada y realizada vía correo electrónico por XM.

En cuanto al tema Varios, se menciona la solicitud realizada por Electricaribe para presentar lo correspondiente al proyecto línea Río Córdoba-Santa Marta 110 kV y la conexión de Puerto Nuevo. Así mismo, la funcionaria del MME informa a los asistentes sobre el taller que se llevará a cabo el 18 de julio acerca del avance y seguimiento para plantear acciones e identificar dificultades en el proceso de convocatorias y del Plan, y plantea que este aspecto se trate en el punto de varios de la agenda. En este mismo ítem, ISA solicita se traten ciertas inquietudes sobre los niveles de cortocircuito de la subestación Chivor 230 kV.

2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informó que fue enviada por correo electrónico el acta No 111, la cual considera los comentarios realizados por los miembros del Comité, definiéndose como fecha límite el día miércoles 18 de julio, para observaciones finales.

3 PRESENTACION INFORME DE CONVOCATORIAS

Convocatoria UPME 01 de 2008 - Proyecto Nueva Esperanza 230/500 kV y Líneas asociadas:

De acuerdo con la presentación, la UPME señala que la fecha inicial de entrada en operación (31 de agosto de 2012) no es alcanzable, razón por la cual la UPME ya envió al MME información detallada basada en el informe presentado por el interventor del proyecto, con el fin de solicitar una prórroga para el periodo de ejecución, por consiguiente se deberá reprogramar la curva S.

- En concordancia con lo mencionado anteriormente respecto a la modificación de la fecha de entrada en operación, la UPME manifiesta que ésta tiene efectos sobre la garantía. Así mismo, se informa que a finales de julio se presentarán los EIA para las alternativas 1 y 3 a 230 kV.
- CODENSA pregunta si hay un estimativo para la fecha de entrada del proyecto, sobre lo cual la Unidad señala que se mantiene el mismo estimativo, teniendo en cuenta que a finales de este mes se radican los EIA, se procede con el trámite de licencia ambiental el cual se espera que para el mes de noviembre de 2012 ya se tenga el licenciamiento, y que se tomaría aproximadamente un (1) año la construcción del proyecto, según la estimación de EPM.
- La UPME informa que se acordó trasladar el tema de la licencia ambiental de la S/E a la licencia ambiental de 230 kV. Se ha señalado que el trámite en 500 kV y 230 kV se viene trabajando paralelamente.

Convocatoria UPME 02 de 2008 - Proyecto El Bosque 220 kV y líneas asociadas.

- La UPME informa que en el mes de abril se obtuvo la licencia ambiental y se realizó visita a la zona del proyecto para corroborar aspectos de manejo ambiental y calidad. Igualmente, se



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

manifiesta que se ha venido trabajando sobre el tema de reasentamiento con el propósito de seguir adelante con las actividades.

- En relación con la construcción de la línea de transmisión, se informa que su ejecución se ha dividido en tres tramos. Actualmente existe un tramo de 200 m subterráneo a la salida de la subestación. Se indica que se van a iniciar las obras correspondientes a la construcción de los dos túneles en donde se instalarán tres y cuatro ductos, respectivamente, con el fin de agilizar la labor en el área civil. Por otra parte, ya se comenzó a realizar trabajos de empalmes, siendo la actividad más compleja.
- ISA informa acerca de las discusiones que se han dado con la comunidad cercana al área de influencia del proyecto, debido a la incidencia de los campos electromagnéticos, e indica que el MME ha brindado apoyo en varias reuniones que se han sostenido entre las partes. La UPME señaló que sobre este mismo tema han sido radicadas varias solicitudes en la Unidad.

Convocatoria UPME 01 de 2009 – Proyecto Reactores en subestaciones Altamira, Mocoa y San Bernardino 230 kV.

- La UPME se encuentra en revisión del informe final de la interventoría, el cual fue radicado cumplidos los dos meses posteriores a la entrada del proyecto.

Convocatoria UPME 04 de 2009 - Proyecto Sogamoso 500/230 kV y Líneas asociadas.

- La UPME informa que el proyecto en el avance real de ejecución de las líneas de transmisión se encuentra en atraso dado que se resta la actividad de compra de cable.
- También se señala la modificación en el sitio de la S/E Sogamoso que corresponde a predio de ISAGEN y quien realizará los tramites para la modificación de la licencia ambiental que abarque el nivel de 500 kV.
- La UPME manifiesta que se espera respuesta por parte de la ANLA a fines de este mes y se plantea realizar la observación por la demora en la expedición del auto de evaluación, contando los días programados en obra y sugiriendo que se cumpla con los tiempos.
- Además, se indica que el tema ambiental se está tornando complejo para el proyecto, ya que en lo que respecta a las líneas de transmisión existe un atraso de tres meses y medio en la definición del DAA para proceder con el EIA. Se espera que ninguna dificultad ocurra y en consecuencia se dé una respuesta a favor de la alternativa propuesta y se radique oportunamente el EIA; en caso contrario, se presentaría un estado crítico para el proyecto.
- En la subestación Guatiguará, se está recuperando el atraso.
- CODENSA manifiesta que se debe hacer un monitoreo para analizar un eventual impacto por atrasos.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Convocatoria UPME 02 de 2009 - Proyecto Subestación Armenia 230 kV y Líneas asociadas.

- La UPME señala que se registran avances importantes del proyecto. Por otra parte, se señala que la EEB dio inicio al trámite de NO DAA, dada la condición de una alternativa única para la Línea de Transmisión. A la fecha, la ANLA no ha emitido pronunciamiento al respecto.
- La UPME informa que la EEB solicitó programar una visita de campo a la zona del proyecto y que, además, elabora un documento que presentará al Ministerio de Cultura en cuyo contenido presente la importancia a nivel energético.
- Igualmente, se señala que la EEB radicó un oficio en el INCODER, solicitando información sobre la existencia de grupos étnicos presentes en el área de influencia del proyecto. A la fecha, no se ha obtenido respuesta.

Convocatoria UPME 01 de 2010 - Proyecto subestación Alférez 230 kV y Líneas asociadas.

- La Unidad señala que el lote de la subestación estaba definido desde la convocatoria para 230 kV, por lo que no se necesitaba el DAA, lo que da un tiempo de holgura para el EIA y permite ganar tiempo en las obras civiles.

Convocatoria UPME 05 de 2009 - Proyecto subestación Quimbo 230 kV y Líneas asociadas.

- La UPME manifiesta que el lote escogido para la subestación no corresponde a los propuestos por EMGESA. Por otro lado, debido al tamaño del proyecto, no se puede tramitar el NO DAA.
- La interventoría ha mencionado que se requiere cumplir con el procedimiento de establecer los parámetros previos a los diseños.
- La UPME señala que las alternativas son complejas por tema de comunidades, debido al paso cerca del parque San Agustín y orden de seguridad. Se prevé que la licencia ambiental esté en septiembre de 2013.

Convocatoria UPME 02 de 2010 - Proyecto Termocol

- La UPME informa que se modificó la fecha de puesta en servicio mediante Resolución MME 18 0664 del 30 de abril de 2012, para el 31 agosto de 2013. Por otra parte, se amplió la licencia ambiental del Proyecto Termocol, para incluir la línea y la subestación.
- En el proceso de selección del inversionista, se realizaron observaciones a una de las ofertas, las cuales fueron subsanadas; acto seguido, se dio apertura al sobre No 2 con la propuesta económica, adjudicándose a ISA.
- La UPME señala que ISA debe tramitar, en los días siguientes, la garantía en firme y demás documentos de la empresa, a partir de lo cual la UPME emitirá documento de cumplimiento de requisitos.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- La UPME mencionó que en la resolución CREG No 198 de 2011, se ha definido un procedimiento para las convocatorias del STR, donde no es necesario la expedición de la resolución del IAE por parte de la CREG ya que sólo con la selección de ofertas, el LAC incluirá el tema en la liquidación de sus cargos. Este mismo procedimiento se está revisando para el STN, aunque es posible que con ello se incluya un factor de riesgo para la participación de oferentes.

Convocatoria UPME 02-2010 - Chivor-Norte-Bacatá 230 kV

- La UPME manifiesta que las obras que se van a construir son las definidas en los DSI preliminares y sólo está pendiente un tema con PEL y CODENSA.
- ISA pregunta cuales son los temas pendientes., Al respecto, la UPME informa que el asunto pendiente con PEL es la garantía. El proyecto va a intervenir unos activos de PEL y se ha indicado que la información que se suministre debe ser pública.

Con CODENSA está pendiente la definición de parámetros de la garantía. La UPME entregará una información adicional a CODENSA debido a la solicitud de prórroga de la fecha de puesta en servicio.

- ISA informa que PEL comentó que tienen 192 MW aprobados y quieren subir a 292 MW. En relación con la nueva subestación Chivor II, se ha entrado en conversaciones para efectuar una reunión entre ISA, PEL y UPME, para dar claridad a este tema.
- UPME propuso como fecha de entrada del proyecto el mes de mayo del año 2015, con lo cual se estaría contando con 30 meses para la ejecución del mismo, tiempo que coincide con las observaciones de los diferentes inversionistas y con el cronograma de los proyectos.
- La UPME manifiesta que el día de hoy se solicitará al MME modificación de la fecha de puesta en servicio para mayo de 2015.
- Se indicó que para mitigar el efecto por la entrada Norte en dicha fecha, se ha revisado una solución local de compensación en el STR.
- CODENSA señala que se debe programar un trabajo coordinado entre la UPME y CODENSA para revisar las dos opciones propuestas por UPME: 1. Prender Termozipa 2. Compensación.
- El MME informa que para la modificación de la fecha, se requiere oficializar tal solicitud ante el MME con un comunicado del CAPT sobre dicho cambio de la fecha de entrada del proyecto. De esta forma se evitan demoras innecesarias en el trámite de dicha solicitud, al allegarse la información completa de una vez al Ministerio.
- CODENSA indica que manifestó su interés de ejecutar las obras y menciona que no puede expedir una garantía hasta que no se defina la fecha del proyecto. Sobre este tema, la UPME tiene la claridad en el procedimiento por la modificación en la fecha y espera que el trámite de aprobación no se va a extender, contando con que CODENSA tenga todo listo.
- CODENSA señala que la garantía para Nueva Esperanza se vence en agosto de 2012; por lo cual debería definirse la nueva fecha de entrada en operación del proyecto.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- DIACO plantea algunos comentarios sobre el Proyecto Norte, exponiendo que primero se produjo un retraso del proyecto de 2 años, aviso importante para la industria, y que actualmente CODENSA no deja conectar carga en 115 kV debido a saturación de la red, por lo que señala que no se puede prorrogar la fecha que se asume en el año 2015. Por último, DIACO manifiesta su interés de participar en el grupo de trabajo para verificar las medidas de mitigación por la no entrada del proyecto Norte.

Proyecto Subestación Caracolí y Líneas Asociadas 220 kV

- La UPME informa que una vez se defina el consultor se hará visita al proyecto.

Proyecto circuito Bolívar - Cartagena 220 kV

- Se estarán revisando algunos aspectos con ELECTRICARIBE para agilizar definición de ciertos parámetros con la participación de la Alcaldía.

Proyecto Bello – Guayabal - Ancón Sur 230kV

- Se estará trabajando con EPM y con las diferentes autoridades locales.

PROYECTOS DE GENERACION - SUBASTAS:

- Considerando que se cuenta con un año después de la subasta para definir el Plan con obras considerables, se recomienda a la CREG que el periodo de planeación de subastas no sea menor a 5 años, dado que no se están dando los tiempos de ejecución de los proyectos.
- ISA señala que en dos foros se ha planteado el tema de la subasta.
- EEB pregunta quién hace el seguimiento de los proyectos; al respecto, la UPME cuenta con el informe de auditorías trimestrales y, adicionalmente, el promotor reporta cierta información.
- La UPME menciona que el día de hoy se está publicando el informe de Avance de los proyectos de Generación – Transmisión.

4 AVANCE ANÁLISIS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN DE ITUANGO

De acuerdo con la solicitud efectuada por el Comité, se presentan los análisis del impacto tarifario del proyecto en la componente T y las bondades de contar con dicha infraestructura.

Como se ha identificado, existen tres grupos de obras: 1. La red que se necesita para la conexión de Ituango. 2. La red para incrementar límite de importación al área Caribe 3. La red que se necesita para incrementar límite de importación al área Suroccidental.

En la reunión, se hace entrega del documento para comentarios finales por parte de los miembros del CAPT.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Antecedentes:

- Ituango es un proyecto con obligaciones de energía en firme.
- En el CAPT No 108, la UPME presentó los análisis técnicos asociados a la conexión de Ituango y durante lo transcurrido del año, se han llevado a cabo análisis complementarios, con el objetivo de definir la red óptima de conexión. Así mismo, se ha contado con la estrecha colaboración de XM y el CAPT.

Red óptima propuesta:

1. Red conexión Ituango 2400 MW. La relación beneficio/costo es de 1.5.
2. Red refuerzo límite de importación área caribe. El Beneficio corresponde a la Reducción de la generación requerida en el largo plazo en el área Caribe y subsecuentemente, reducción de Restricciones. La relación beneficio/costo es de aproximadamente 9 con la alternativa 4.
3. Red refuerzo límite de importación área Suroccidental. El Beneficio corresponde a la Reducción de la generación requerida en el largo plazo en el área Suroccidental y subsecuentemente, reducción de Restricciones. La relación beneficio/costo es de 1.5 con la alternativa 4.

Análisis tarifario:

- Se realiza una comparación entre el costo de no ejecutar la expansión propuesta y la evolución de la Componente "T" de la tarifa, asociada ésta con la conexión del proyecto Ituango y los refuerzos planteados.
- Los resultados son:
 - Las obras asociadas a la conexión de Ituango representan, para el primer año de entrada del proyecto, un incremento de 0.95 \$/kWh. En relación con la red propuesta para las áreas Caribe y Suroccidental, se observan incrementos del orden de 0.55 y 0.77 \$/kWh, respectivamente. Con el crecimiento de la demanda, esta variación disminuye.
 - A partir del año 2019, los costos de no hacer el proyecto aumentan. En los años 2020 y 2025 se observan dos picos, en relación con los sobrecostos de no ejecutar los proyectos de expansión. Lo anterior se debe a que la capacidad instalada en las áreas Caribe y Suroccidental, ya no sería suficiente para garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
 - En el 2017 y 2018, se observa que el incremento de la componente de transmisión, en relación con las obras de refuerzo planteadas para las áreas Caribe y Suroccidental, es mayor que el costo de no ejecutar dicha expansión.

A continuación se presentan los comentarios sobre la presentación:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- La EEB pregunta por qué disminuye la curva sin hacer el proyecto en el 2025, a lo cual la UPME señala que los beneficios se han mantenido constantes siendo conservadores.
- CODENSA manifiesta que el impacto en tarifa no está totalizado. La UPME informa que el impacto sería de aproximadamente \$3/kWh, correspondiente a la suma del incremento de la componente de transmisión, en relación con las obras para la conexión de Hidroituango y las redes propuestas para las áreas Caribe y Suroccidental. Se menciona que esto representa un crecimiento aproximado del 15% en el componente tarifario de transmisión.
-
- ISA manifiesta que es conveniente considerar un tiempo de holgura para la fecha de entrada en operación del proyecto, de modo tal que así en los años 2017 y 2018 el incremento en la componente T sea mayor que el costo de no ejecutar el proyecto, se mantenga la fecha para la entrada en operación del mismo, con el fin de asegurar la entrada oportuna del proyecto, dada su alta complejidad. Así mismo, señala que el tema se debe cerrar en esta reunión, para lo cual propone cómo se manejarán los tiempos para cada actividad, quedando establecido de la siguiente forma:
 - ✓ Una vez se envíe a los miembros de CAPT el enlace para descargar el documento, se tendrá una semana para comentarios.
 - ✓ La UPME contará con este mismo periodo de tiempo (una semana) para hacer los ajustes finales para la posterior publicación del documento en la web de la entidad. Se propone que 1 o 2 semanas después de la publicación en la web, se realice la socialización del proyecto.
 - ✓ Finalmente, dejar un mes para comentarios del Sector y de terceros interesados.
- EPM menciona que la estrategia en comunicación para divulgar el proyecto es de gran importancia, dada la magnitud del mismo.
- XM reitera lo expuesto por EPM en cuanto a que el riesgo no es sólo de empresa sino de país.
- UPME indica que en la Reunión No 111 del CAPT se había planteado un foro, pero teniendo en cuenta la sugerencia dada por EPM, se debe buscar la mejor manera de presentar el proyecto para el ciudadano del común, por lo que sería necesario trabajar en conjunto con la Subdirección de Información para revisar cuál sería ese mejor tratamiento. Se plantea que el MME podría apoyar en este proceso.
- Se informa que fue radicado un comunicado por EPM donde se invita a la UPME para programar la visita a los proyectos de Porce 3 e Ituango. ISA plantea que al interior del Grupo Técnico - Regulatorio, se tratará el tema de los cronogramas y fases del proyecto.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

5 INFORME DE GRUPO TECNICO REGULATORIO DEL CAPT.

El Grupo ha terminado los análisis del proyecto Ituango, siendo el Área Oriental el tema siguiente a tratar.

En la reunión pasada, se presentaron los supuestos y análisis de mediano plazo y las soluciones de largo plazo. En mediano plazo, se establecieron requerimientos de potencia reactiva.

La EEB hizo un análisis de mediano plazo, planteando soluciones de compensación reactiva de alrededor de 400 MVAR entre fijas y SVC.

La UPME presentó las alternativas de largo plazo, considerando 2 puntos de conexión nuevos: Bochica y Unza. Se filtraron las alternativas y con una sensibilidad al atraso de Nueva Esperanza y Norte, requiriéndose potencia reactiva.

ISA y XM hicieron un ejercicio preliminar con un modelo de optimización para depurar las alternativas y hacia donde se está orientando la solución de transmisión. Los resultados se presentaron para comentarios del grupo y en la reunión de agosto se llevarán los primeros análisis de mediano plazo.

Teniendo en cuenta que los días 2 y 3 de agosto del año en curso el MME estará realizando un evento donde se discutirán todas las propuestas presentadas para tener una nueva versión del RETIE, se propone que antes de dicha fecha se tenga una reunión con el MME para que el CAPT socialice las nuevas alternativas en el tema de configuraciones (S/E, bahías, torres, entre otras) que actualmente no están previstas en dicho Reglamento, y sean tenidas en cuenta para la nueva versión del mismo.

Avance del plan de trabajo del Grupo Técnico y Regulatorio:

La agenda considera los siguientes temas de análisis:

- Con relación a los criterios y metodología para los análisis técnicos y determinación de los beneficios del Plan, se espera contar con un documento en el mes de octubre.
- El tema de FACT's no tiene prioridad alta; ya se tiene la contratación con GERS.
- En cuanto al estudio de oportunidades de conexión, tiene prioridad media. Se cuenta con un formato para la UPME, para análisis de planeamiento. Se debe revisar cómo se puede fortalecer estos estudios técnicamente.
- En calidad de potencia en el STN, la prioridad es baja. La EEB ha avanzado en el tema y en diciembre es posible contar con algo más concreto.
- Ubicación óptima de generación. Se recomendará hasta donde se pueden dar este tipo de señales.
- Temas regulatorios: se viene trabajando entre la UPME y MME. Se reitera la invitación al taller el 18 de julio y las correspondientes recomendaciones de parte del Comité.
- Ampliaciones: se debe complementar la propuesta inicial entregada a la CREG con otros elementos (VQ)



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Alcance del CAPT: Prioridad alta. De acuerdo con la normatividad, identificar cuáles son las responsabilidades del CAPT y propuesta de alcances adicionales que generen valor al proceso de asesoría del CAPT a la UPME. Se menciona que en la resolución del MME, se le dan más roles al CAPT de los que le da la resolución de la CREG.

Teniendo en cuenta los temas, se elaborará el plan de trabajo definitivo, para la próxima reunión.

6 INFORME DE PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO (IPOELP) DEL PRIMER SEMESTRE DE 2012

XM informa que se tiene programado un taller los días 26 y 27 de julio sobre el tema de restricciones y manifiesta la conveniencia de contar con la participación de miembros del Comité. Se dispone de un cupo de 8 personas para el taller, para los miembros del CAPT.

En este Informe, los análisis se centraron en:

1) La red objetivo para el largo plazo, teniendo en cuenta la conexión del proyecto de generación Hidro-Ituango. XM en la presentación expone la metodología empleada durante los análisis, los resultados técnicos y las evaluaciones económicas, donde la relación B/C promedio fue superior a 1.

2) La Metodología para evaluar el impacto de salida de Subestaciones. Esta metodología considera dos criterios; índice de severidad operativo y nivel de impacto por confiabilidad, siendo aplicada en las subestaciones Torca y Balsillas. En la presentación de XM, se muestran las diferentes etapas de la metodología y los análisis para los casos señalados. El tema se continuará analizando y hace parte de la agenda de trabajo del Grupo Técnico Regulatorio.

7 VARIOS.

- El Ministerio de Minas y Energía reitera la invitación al taller de avance y seguimiento para plantear acciones e identificar dificultades en el proceso de convocatorias y elaboración del Plan de Expansión de Transmisión. Este taller se llevará a cabo el día 18 de julio, recomendando la asistencia de dos personas por agente, para lo cual solicitó la información de las personas que posiblemente asistirán.
- ELECTRICARIBE realiza la presentación de los proyectos línea Santa Marta – Río Córdoba y conexión de Puerto Nuevo, realizando las siguientes observaciones:
 - ✓ Actualmente, ambos proyectos cuentan con aprobación por parte de la UPME.
 - ✓ Manifiesta que una vez iniciado el proceso para la construcción de la línea Santa Marta-Río Córdoba, ya se comenzaron a presentar problemas con el tema de las servidumbres debido a que los predios cercanos al trazado de la red están siendo valorados a un mayor costo de lo que se reconoce por resolución (CREG 097 de 2008), lo que no hace financieramente rentable el proyecto. Igualmente manifiesta que Puerto Nuevo también presenta los mismos problemas para la conexión aprobada desde la S/E Río Córdoba.
 - ✓ Teniendo en cuenta lo anterior, ELECTRICARIBE radicó el día de hoy un nuevo proyecto para el refuerzo que se requiere en la región, el cual contempla la construcción de una línea Santa Marta - Río Córdoba - Fundación, a nivel de 220kV y la instalación de un transformador en Río Córdoba 220/110kV.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ Respecto a la entrada en operación de Puerto Nuevo, se manifiesta que ésta deberá ser en diciembre de 2012, debido a que se tiene un compromiso con el Gobierno Nacional, para lo cual PRODECO ha solicitado a ELECTRICARIBE realizar una conexión provisional en T a 110kV mientras entra en operación el proyecto final de conexión. Ante esto, la UPME indica que esa decisión es netamente del Operador de Red más no del CNO ni de la Unidad.
- Otro de los temas tratados, corresponde a las restricciones que están poniendo los transmisores para las conexiones dentro de las subestaciones, lo que está acarreado dificultades para la ejecución de los proyectos. Ante esto, se propone que el tema sea llevado y analizado en el Grupo Técnico Regulatorio del CAPT, para que se tomen decisiones al respecto y si es necesario se indiquen cuales serían las condiciones técnicas que impedirían la conexión de un distribuidor desde una subestación.
- Se indica que el próximo CAPT se realizará el 10 de agosto.

Se da por finalizada la reunión.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Comentarios finales Acta 111 del CAPT	CAPT	18 de julio
Envío documento Ituango a los miembros del CAPT	UPME	18 de julio
Comentarios sobre el documento de Ituango	CAPT	25 de julio


PABLO FRANCO RESTREPO
Presidente


MARCO CARO SAMARGO
Secretario Técnico