

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN - ACTA REUNIÓN No. 108

Fecha:	8 de febrero de 2012
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

1 VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia		
		Nombre	Categoría	Presencia
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela Velez	Principal	✓
		Humberto Montaño	Suplente	X
	ISA	Jorge Mauricio Areiza	Principal	✓
		Pablo Javier Franco	Suplente	✓
	EEPPM	Luis Guillermo Pérez V	Principal	✓
		Diego Montoya Mesa	Invitado	✓
Luis Fernando Aristizabal		Suplente	✓	
Grandes Consumidores	DIACO	Javier E Erazo	Principal	X
		Rafael Bica	Suplente	✓
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	X
		José V. Gómez	Suplente	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	X
		Héctor Daniel Bello	Suplente	✓
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	✓
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	X
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
		Carlos Fernando Gómez	Invitado	X
	EMCALI	Alfredo Reyes Navia	Principal	X
		Fernando Contreras G	Suplente	X
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade	Principal	✓
		Rafael Añoro Acosta	Suplente	✓
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	✓
		Leslie Mier Infante	Suplente	X
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Luna	Suplente	X
		Michael Eduard Muñoz	Invitado	✓
CND	XM	Henry Lopez	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	X
Ministerio de Minas y Energía	MME	Jose Edilberto Muñoz	Invitado	✓
UPME	UPME	Alifredis Florez	Secretaría	X
	UPME	Marco Caro	Secretaría	✓
	UPME	Javier Martinez	Secretaría	✓
	UPME	Andrea Rojas	Secretaría	✓
	UPME	Raul Gil	Secretaría	✓
	UPME	Johanna Larrotta	Secretaría	✓

Verificado el quórum, se dio inicio a la reunión No 108 del CAPT.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Se aceptó cambio en el orden de la agenda propuesta para la reunión, iniciando con aprobación de actas, seguido del informe de avance de convocatorias y adelantando el informe de planeamiento operativo de LP y restricciones. Se determinó tratar en varios: Reconfiguración Malena y definición de la agenda de reuniones año 2012 a solicitud de Electricaribe.

2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informa que el acta 106 se enviará para comentarios el día de hoy. El acta 107 con las recomendaciones de las obras quedó lista para que el MME emita la resolución.

3 PRESENTACION INFORME DE CONVOCATORIAS

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

- ✓ Con corte a 31 de enero de 2012, el avance total del proyecto pasó de 33% a un 34,5% frente a un 68% programado. En líneas, el avance se mantuvo en el 42%, de un 77% programado. En subestaciones, el avance pasó del 19% a un 20%, de un 51% programado. El atraso acumulado continúa en aumento pasando del 19% al 22%.
- ✓ Se informó que el recurso de reposición interpuesto el 17/08/2011 por EPM a MAVDT debió ser resuelto el 11/11/2011, pero aún no se tiene respuesta por parte de esa entidad.
- ✓ El 28/11/2011 se realizó reunión entre EPM y ANLA para tema de aclaraciones de práctica de pruebas solicitada por EPM. Posteriormente, se conoció que la ANLA formuló consultas a algunas entidades y recientemente, dicha Autoridad informó que no ha recibido pronunciamiento de las entidades consultadas. En caso que esta situación persista se emitirá respuesta del recurso que se espera se produzca en el mes de febrero de 2012.
- ✓ De acuerdo con lo señalado por EPM, la construcción tomaría 1 año, una vez se obtenga la licencia ambiental, la cual se espera obtener a finales de 2012 y si el recurso se resuelve a favor de EPM, es decir, el proyecto entraría en operación a finales de 2013. De resolverse contrario a la solicitud de EPM y tener que realizar ajustes al EIA, el proyecto podría tomar más tiempo según EPM.
- ✓ XM manifiesta que el estudio de impacto del retraso en la entrada en operación de la S/E de Nueva Esperanza, realizado en conjunto con Codensa y EPM, sólo contempló el análisis de riesgos por la ausencia del proyecto para la demanda alta de 2012 y 2013 y que no se analizaron impactos más allá de estos años.
- ✓ La UPME manifiesta que no se puede establecer si el proyecto no va a estar en la punta del 2013, en tal caso la UPME insistirá en la comunicación al MME para dar respuestas oportunas con el propósito de bajar el riesgo.
- ✓ EEB pregunta qué ocurriría si el Ministerio responde negativamente. Al respecto, la UPME, indica que podría pensarse en un proyecto alternativo ó estudiar las demás alternativas presentadas en el mismo proyecto, que sin duda posterga la entrada del mismo. La UPME manifiesta que hasta el momento no tiene definido un proyecto alternativo.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ La UPME comenta que EPM radicó solicitud de aplazamiento del proyecto, la cual se analizará con todos los elementos del caso.

Sobre el tema, ISA manifiesta que todas las alternativas de proyectos son inciertas ambientalmente, el MAVDT está desautorizando al MME en el desarrollo de proyectos energéticos. En este caso el proyecto está suspendido, por lo que EPM aplazó la construcción de ciertos equipos.

- ✓ La EEB y CODENSA reiteran que se debe acelerar la convocatoria del proyecto Norte en lo referente a las líneas Chivor-Norte-Bacatá 230 kV.

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

- ✓ Con corte a 31 de enero de 2012, el avance total pasó del 63% en octubre de 2011 al 72% del 86% de la reprogramación%.
- ✓ En cuanto a la línea de transmisión no se conoce la respuesta del MADS sobre modificación de ruta. Sin embargo, se continúa con levantamientos topográficos y diseños de torres. Con relación a la subestación, las obras civiles están al 100% y por realizar pruebas finales que dependen de la puesta en servicio de la línea.
- ✓ Se informó de la posibilidad que se expida la licencia ambiental prontamente.
- ✓ Se manifestó que no hay una fecha establecida de entrada de operación del proyecto; se puede asumir la fecha en que se amplió la garantía del transmisor (mayo 2013).
- ✓ Electricaribe informa que en mayo de 2012 se vence la garantía del operador de red y dado que el proyecto del STR ya está listo, ellos consideran que no deben prorrogarla. La UPME señala que no puede pronunciarse al respecto.
- ✓ El ASIC debe tomar la ejecución de la garantía. Quien debe verificar es quien transcribe la garantía.

ISA manifiesta que la licencia podría tenerse para mediados de febrero de 2012 y se realizaría una nueva reunión con la alcaldía para el tema de permisos relacionados con las líneas.

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

- ✓ Con corte a 31 de enero de 2012, el avance total pasó del 67% a 91% de un 98% de la reprogramación.
- ✓ En Altamira un avance del 91% frente a un 98% de la reprogramación.
- ✓ En Mocoa un avance del 91% frente a un 98% de la reprogramación.
- ✓ En San Bernardino un avance del 91% frente a un 98% de la reprogramación.
- ✓ En general no hay mayor contratiempo en los avances. En lo que respecta a la dificultad del lote de la subestación Altamira, el tema fue superado. La fecha de entrada en operación es el 30 de abril de 2012.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

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

- ✓ Con corte a 31 de enero de 2012, se tiene un avance del 16% de un 21% programado. Atraso del 6%. En líneas se presenta un avance del 21% de un 19% programado.
- ✓ En Guatiguará se cuenta con un avance del 4,5% de un 11,5% programado y en Sogamoso se da un avance de 12% del 22% programado. La UPME informa que estará revisando el atraso en Guatiguará. Así mismo, en Sogamoso, se redefinió el sitio de la subestación con FOGASAN.
- ✓ En cuanto al licenciamiento ambiental, el DAA de líneas debió presentarse el 17/11/2011 según reprogramación y se presentó el 06/01/2012. Inicialmente se tramitó "No DAA" lo cual no fue aceptado.
- ✓ Según ISA el EIA va en el 89% pero el interventor no tiene evidencia de ello. Debía estar terminado el 24/01/2012.
- ✓ Se encuentra programado para enero de 2012 el Plan de Manejo Ambiental para Guatiguará; sobre el tema no hay evidencias. Se recomienda hacer un seguimiento al tema ambiental por factor de tiempo y buscar mecanismos para agilizar estos trámites.
- ✓ Con relación al contrato de conexión con ISAGEN, este aún no se ha firmado aunque se llevan avances. Se está esperando la definición de la disposición de los equipos, aspecto que no debe retardar la firma del contrato. ISA solicitó a la UPME agilizar la respuesta del interventor; la UPME tratará de sacar el tema la próxima semana.
- ✓ Se realizó la contratación para la fabricación de los transformadores y reactores.

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

- ✓ A partir de la información del Ministerio de Cultura e Ingeominas, se logró contar con la identificación de áreas rojas y amarillas correspondientes a las zonas principales y secundarias de impacto cultural de la declaratoria.
- ✓ Se están realizando consultas adicionales sobre la Declaratoria de Patrimonio del Paisaje Cultural Cafetero. La respuesta a estas consultas dará mayor claridad acerca de las restricciones y se divulgará a los interesados. En todo caso, la UPME considera que este tema aplica a los proyectos mineros.
- ✓ Se informó que la entrega de ofertas se realizará el 14/02/2012, requiriéndose un valor mensual de la Interventoría, para que en el evento de prorrogar la Interventoría, se pueda calcular el valor del tiempo adicional.
- ✓ EPM manifiesta su preocupación por el riesgo en el cumplimiento de la fecha de entrada del proyecto y el plazo insuficiente para el tema de licencias. Se solicita al CAPT analizar nuevamente el impacto del proyecto con el bajo crecimiento de demanda en el área de Quindío. Sobre este aspecto, la UPME señala que si el CAPT está de acuerdo, se trataría de hacer una revisión de la demanda y esperar pronunciamiento ambiental.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ EEB manifestó también su preocupación con el corto tiempo disponible para la ejecución del proyecto.
- ✓ Se recomienda evaluar el impacto del atraso del proyecto y los riesgos eléctricos, con la intervención de CHEC.
- ✓ Se solicita plazos de tiempos más amplios. El recuento en tiempos del proyecto es: en tema de licencias 9 meses con el Ministerio de Ambiente. Los Estudios y contratación 2 a 3 meses y el DAA 6 meses más, que dan aproximadamente 16 meses. Para construir solo se tendría un plazo de 4 a 5 meses, que llevan a incumplimiento.
- ✓ El Comité propone realizar un estudio adicional para el aplazamiento de la entrada de Armenia, que se recomienda con la participación del OR, considerando las implicaciones en cuanto a tema de garantía. Se solicita por parte de XM el análisis de demanda pico 2013 con resultados para el viernes 10 de febrero de 2012 y poder tomar decisiones para la convocatoria. Finalmente, se concluye que, así se disponga de estos estudios, ya los plazos no permiten la toma de decisiones para la oferta. En todo caso la sensibilidad al posible atraso de la S/E Armenia se debe analizar posteriormente.

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

- ✓ EPM manifestó preocupación por el plazo estrecho para ejecutar el proyecto.
- ✓ Se recomienda realizar análisis eléctricos de impacto del aplazamiento del proyecto.
- ✓ Frente a las observaciones ante un eventual riesgo de inundación del lote, la UPME aclaró que la información utilizada no consideró la construcción del proyecto Salvajina y las obras de jarillones y canales asociadas a dicho proyecto.
- ✓ La selección del Interventor se realizó el 31/01/2012.

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

- ✓ En el tema de restricciones del orden ambiental, la UPME indicó que las líneas no están prohibidas en zonas de páramos, de acuerdo con el parágrafo del artículo 202 del PND.
- ✓ La selección del Interventor se realizó el 31/01/2012.

Convocatoria UPME 02 de 2010 - Proyecto Termocol

- ✓ Se ha solicitado la constitución de la garantía por parte de Termocol, pero aún no está lista.
- ✓ Se realizaron ajustes a las condiciones técnicas (Anexo 1) de los Documentos de Selección DSI ya que nuevamente el promotor del proyecto realizó cambios en la estructura técnica del proyecto de generación.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ La UPME informó al promotor en dic/2011 sobre las implicaciones en tiempo para efectos de la ejecución del proyecto.
- ✓ En trámite, la ampliación de la Licencia Ambiental. Dado que no hay claridad sobre este tema, a finales del 2013 no estaría en operación y por consiguiente no habría inicio de obligaciones de energía en firme dándose un posible incumplimiento.
- ✓ UPME está tramitando la ampliación de la fecha de entrada en operación con el MME, pero en todo caso no abrirá el proceso de convocatoria hasta que el promotor del proyecto constituya la garantía que respalda las obras de transmisión, tal como lo exige la normatividad.

4 INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES 4TO TRIMESTRE 2011.

XM presentó su informe trimestral de restricciones del 4to Trimestre 2011.

En el análisis de corto plazo, se presentan los mantenimientos más relevantes que impactaron las restricciones del sistema. En los meses de octubre y noviembre se acumula un número importante de mantenimientos en generación y en el mes de diciembre este valor cae. Se producen reprogramaciones.

Principales cortes activos desde la programación del despacho: Se programaron 515 cortes asociados a restricciones eléctricas, siendo en promedio 5.6 cortes activos por día. Según la información de XM, la mayor participación de los cortes corresponde a 18% en Ternera y 17% en Paipa.

Comportamiento de flujos en cortes y obras propuestas para su mitigación:

- La indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso 500 kV limita el corte al área caribe Caribe con generación de seguridad en las plantas de la costa (650). Con contingencia n-2, se recomienda revisar los 200 – 300 MW racionados.
- Se recomienda plantear otro criterio de emergencia, que este gestionado a partir de la regulación. En el Comité Regulatorio se sugiere definir una propuesta única.
- Con importación hacia Bolívar y cuando se ve superado el límite de corte se presenta generación de seguridad en (Proeléctrica, Candelaria, Cartagena). En la evolución de la importación hacia Bolívar en el largo plazo y considerando la entrada del proyecto Bosque en el 2013 se mostró que con el segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV no se observa límite ante contingencia N-1 en líneas del STN del área. XM manifiesta la importancia de contar con soporte de tensión en las colas del sistema de Bolivar (Carga del Carmen), ya que estas determinan el límite de intercambio del área, y por lo que se recomienda un compensador en el Carmen. Electricaribe comenta que con el tercer transformador de Chinú 500/115 kV es posible atender la demanda de El Carmen desde el sistema de Cordoba/Sucre para mejorar el nivel de tensiones en esta subestación.
- Por la transformación en Tebsa, cuando se ve superado el límite de corte se dispone de generación de seguridad a 110kV en Atlántico (Tebsa, Flores, Barranquilla). En la evolución en el largo plazo, aún con la presencia del proyecto S/E Caracolí, reaparece a partir del año



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

2017 la necesidad de programar generación de seguridad para cubrir contingencias en transformación, y ésta va creciendo con el crecimiento natural de la demanda.

- En el gráfico de XM correspondiente al comportamiento de los flujos de potencia desde Primavera hacia Bogotá 500kV, se muestra que para suplir los requerimientos energéticos de Bogotá, se requiere de una tercera etapa de 500 kV a partir del 2019.
- La UPME manifiesta que en cuanto a la convocatoria Norte, se había definido su entrada para noviembre de 2013. Se están realizando los trámites con el Ministerio para el aplazamiento hasta el año 2014.
- Subestación Paipa: La recomendación operativa es el control de cortes mediante la generación en Termoyopal. Por otro lado, la indisponibilidad de la planta Termoyopal 2 (30MW) estuvo entre los meses de noviembre y diciembre de 2011, lo cual originó más Generación de Seguridad en Paipa 110kV.
- Área Boyacá: DIACO propone un estudio para definir un nuevo punto de conexión. La UPME indicó que en el plan se definió la necesidad de un nuevo punto en el STN y se ha requerido al OR el correspondiente plan de expansión.

Restricciones: Costo Unitario y Generación Fuera de Mérito

- El costo unitario de las restricciones aumentó en el mes de diciembre de 2011, debido a eventos como: atentado en el circuito de la costa, el desabastecimiento de gas y el invierno. De acuerdo con la presentación, las restricciones representan en promedio el 82% de la componente T.
- ISA recordó que antes de la resolución No 34, las restricciones valían el doble. En todo caso se deben tomar medidas tales como esquemas suplementarios y se recomienda revisar el tema de generación de seguridad integralmente (mantenimientos, expansión y operativamente).
- Para disminuir las restricciones por soporte de voltaje, se ha recomendado la utilización de compensación estática o SVC. Se sugiere que el tema de la compensación estática se revise en reuniones donde se trate el tema de FACTS. Se indicó que estos elementos son fáciles de viabilizar, ya que no corresponde a las contingencias N-1 o N-2, es decir una compatibilidad en lo operativo y el planeamiento.
- XM informa que revisará si cuenta con la información de generación de seguridad por maquina o zona.

Análisis del costo en Restricciones de la Indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso 500kV

- La indisponibilidad ha sido del 56%, que corresponde a 203 días. El costo total estimado en restricciones asociadas a la indisponibilidad del circuito durante el 2011 fue de \$ 191,882 millones de pesos, que alcanza para construir una línea de 280 km a 500kV.
- Se presentan 3 propuestas: 1. Segundo Circuito Porce III – Cerromatoso 500 kV, 2. Segundo circuito Primavera – Cerromatoso 500kV, 3. Circuito Bolívar – Sabana 500kV. La recomendada en los análisis de XM corresponde a la propuesta 3. Se propone un trabajo conjunto entre XM y la UPME para revisar más a fondo esta propuesta. La alternativa 2



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

(Segundo circuito Primavera – Cerromatoso 500kV) se planteó como un posible adelanto de la expansión asociada al proyecto Ituango con el fin mitigar las restricciones asociadas al área Caribe antes de 2017. Sin embargo, dado el análisis de plazos de la expansión de la transmisión actual, no se dispondría de dicho adelanto antes de 2017 y por lo tanto no es viable el aprovechamiento mencionado de este circuito.

Obras Estratégicas para la eliminación y/o Reducción de las restricciones en el Mediano y Largo Plazo

- XM presentó las obras que durante el periodo 2009-2011 fueron recomendadas por el CND en sus Informes de Planeación Operativa Eléctrica de Largo Plazo (IPOELP).
- ISA señala que en el grupo técnico-regulatorio se debe definir de manera oficial y de acuerdo a los análisis cuales proyectos se pueden realizar o no. Sobre este aspecto, la UPME considera que se debe revisar desde el enfoque de la expansión de la transmisión y desde el punto de vista técnico y económico.
- Se recomendó a la UPME definir claramente el contenido de los estudios, tema considerado como parte de la reunión donde se revisó la resolución CREG 198 de 2011.
- Codensa, manifestó que un nuevo enlace de 500 kV es la mejor opción para Bogotá. Se requiere un trabajo conjunto entre XM, CODENSA, EEB y UPME.

Con relación a las reconfiguraciones, XM indica que en Primavera 500 kV es necesario pasar de doble barra a doble interruptor de acuerdo con el orden de priorización del listado. Se manifestó que en la visión objetivo de LP del SIN se observan muchos eventos en la subestación y por tanto es importante reconfigurarla. ISA cuestiona el hecho de que una subestación que lleva sólo 5 años de construida ya tenga una señal de este tipo y solicita que se le aplique la metodología de vulnerabilidad que propuso el CAPT el año anterior. Se continuará los análisis de las reconfiguraciones de subestaciones del STN y presentará los análisis de Primavera y de dos subestaciones más; se menciona que de verse necesaria su reconfiguración, se analizaría el tema desde el punto de vista regulatorio y se recomendaría el tratamiento respectivo, dado que este tipo de obras no estuvieron previstas en los términos de referencia de la convocatoria.

Como conclusión, se sugiere aplicar la metodología de selección de subestaciones para reconfiguración a la S/E Primavera y presentar a la CREG la propuesta.

La presentación del IPOELP II – 2011 quedó propuesta para la próxima reunión del CAPT.

5 ANALISIS TECNICOS ASOCIADOS A ITUANGO.

Aprovechando el tema de restricciones de XM, se presentan los análisis de Ituango y los límites de importación de otras áreas operativas.

Supuestos:

Análisis del año inicial con los 2400 MW, con escenarios de despacho determinísticos y la metodología definida en el Plan. Las propuestas corresponden a: alternativa base, alternativas de Refuerzo para el área Suroccidental y alternativas de Refuerzo para el área Caribe



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Con la alternativa base se garantiza la correcta evacuación de la generación de la planta.
- Con el nuevo corredor de línea Ituango – Cerromatoso – Copey 500 kV, y transformación en Copey, se garantiza la seguridad y confiabilidad del suministro en esta región, y se reduce la dependencia en el mediano y largo plazo de la generación térmica de las sub áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira.
- Sobre la alternativa del área Caribe, Electricaribe menciona el riesgo por el tema de la Ciénaga y sugiere colocar una subestación intermedia.
- El nuevo corredor Ituango – Occidente – San Marcos 500 kV, junto con el segundo transformador San Marcos 500/230 kV y las líneas a nivel de 500 kV, Alférez – San Marcos y Alférez – Virginia, garantizan la correcta atención de la demanda del área Suroccidental.
- Se manifiesta que con tres líneas saliendo de Ituango, no es suficiente para evacuar la generación teniendo en cuenta los criterios de evacuación de XM. El modelo DC de optimización de XM define 6 líneas para Ituango. Ante una contingencia de una de las tres líneas se debe revisar si hay restricciones a esta generación.
- Se recomienda efectuar un análisis entre XM, UPME, EEB y EPM, conformando un grupo dedicado a este proyecto de Ituango con el objeto de ratificar el estudio. La UPME señala que falta la evaluación económica de Ituango, pero se podría desarrollar prontamente. Se insiste en la revisión de esta alternativa propuesta en el grupo de trabajo.
- Por otra parte, se señaló la preocupación frente a los problemas de recursos en la UPME, y que no puede dársele más funciones a esta Unidad si no se cuenta con el personal suficiente para realizar las actividades.
- EPM solicita que desde hoy se empiece a trabajar en la definición de las obras de Ituango en el Plan de Expansión, para que no haya retrasos en las respectivas convocatorias.
- El CAPT recomienda incluir la obra de Ituango en el plan 2011- 2025, complementada con los análisis económicos. Se propone reunión en los próximos días en Medellín para analizar la obra de Ituango. Para la reunión se debe entregar al grupo los parámetros de los elementos de las alternativas.
- La UPME le solicitará al MME la adopción del plan, y que una vez se definan las obras de Ituango, salga una nueva resolución adoptando dichas obras, como parte del Plan 2011-2025, para lo cual en su momento se enviará al MME una carta con la respectiva justificación del proyecto de Ituango; lo anterior, para no condicionar la adopción del Plan a los análisis de Ituango y poder iniciar los procesos de convocatoria correspondientes.

Análisis línea doble circuito Flores – Centro.

- Electricaribe manifiesta que no es viable ya que no utiliza los elementos existentes. Se sugiere la alternativa Flores – Oasis y se solicita a la UPME analizar otras alternativas.
- La UPME manifiesta que en el documento del plan preliminar recomendó este doble cto para análisis, sin embargo en la resolución CREG 198 de 2011 se consideró como una obra concreta.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Se recomienda entre Electricaribe y la UPME realizar un ejercicio referencial a manera de ayuda.
- Es importante solicitar aclaración a la CREG sobre esta propuesta.

6 PRESENTACION PLAN DE EXPANSION CENS:

Este Plan se desarrollo en conjunto entre CENS – EPM, tratando de determinar las obras necesarias, en razón a la recomendación del plan de la UPME. El estudio se radicó en ISA y en la UPME, supeditado al concepto del transportador.

En el sistema actual, la línea Zulia - Convención 110 kV presenta problemas de CT's y relés; ante una contingencia sencilla, se presenta inestabilidad y se deben definir esquemas suplementarios.

De las 11 alternativas planteadas, 3 de ellas se analizan con el sistema de Electricaribe. Según los análisis técnicos y la evaluación económica, se recomienda la implementación de la alternativa 8 que corresponde al cambio de capacidad transformación en la subestación Ocaña 2*120 MVA y aumento en la transformación de San Mateo.

Se recomienda revisar entre Electricaribe y la UPME la alternativa 9 (Apertura de la línea Copey-Ocaña 500 kV + Subestación Pailitas 500/115 kV + Línea Pailitas - Ayacucho 115 kV). Igualmente, analizar las contingencias en la línea El Paso - El Banco 110kV y en el transformador 500/230kV de Copey.

Se presentó el cronograma ideal propuesto, considerando que el concepto por ISA y la UPME se dée en 2 o 3 meses.

7 INFORME DEL GRUPO TÉCNICO- REGULATORIO - CAPT

Referente al tema de la resolución CREG 198 de 2011, se informó que el día anterior la CREG realizó la presentación del proyecto de resolución y en dicha reunión se presentaron los comentarios generales analizados. El 13 de febrero se enviarán los comentarios para que los miembros del Comité envíen sus observaciones y aportes con plazo hasta el 16, y a más tardar el 17 de febrero se entreguen los comentarios a la CREG.

De acuerdo con dicha resolución, el Plan de Expansión debe ser más integral incorporando los planes del STR. El cronograma debe ser específico para las obras y el plan. Con este tema, se reitera la urgencia de los refuerzos de la UPME para desarrollar las actividades señaladas en esta resolución.

8 VARIOS:

Se acordó que para presentar el Informe de oportunidades de conexión se diera como plazo máximo hasta el 23 de marzo de 2012. Para la información de planeamiento estándar se da como plazo máximo hasta el 29 de febrero. Se debe verificar que el plan de expansión de los OR's y el informe de planeamiento no varíen circunstancialmente.

Con relación a las reuniones del CAPT, se decide realizarlas el primer viernes de cada mes.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Con relación a la obra de Malena 230 kV, se solicita aplazar su entrada en operación e informar dicha situación a la CREG.

Se da por finalizada la reunión.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Circular Acta 108 para comentarios	UPME	Marzo
Elaboración carta a la CREG, aclaración propuesta doble Cto Flores – Centro	UPME	
Comunicado del CAPT, comentarios resolución 198 de 2011	CAPT	Febrero 17
Análisis obra Ituango por el Grupo de trabajo y carta para MME con recomendación de esta obra.	UPME y CAPT	Marzo
Análisis reconfiguración Primavera, aplicando metodología de evaluación de vulnerabilidad de subestaciones	XM	Abril


PABLO FRANCO RESTREPO
Presidente


MARCO CARO CAMARGO
Secretario Técnico

