

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 114

Fecha:	21 de septiembre 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 Montaño	Suplente	✓
	ISA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EPPM	Luis Guillermo Pérez V	Principal	✓
		Luis Fernando Aristizabal	Suplente	✓
Diego Montoya M		Invitado	✓	
Grandes Consumidores	DIACO	Rafael Bica	Invitado	X
	PAZ DEL RIO	Miguel Reinaldo Acevedo	Principal	X
		Octavio Salazar Isaza	Suplente	X
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	X
		José V. Gómez	Suplente	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	✓
Juan Carlos Forero		Suplente	X	
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	✓
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	X
		Carlos Fernando Gómez	Invitado	X
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
	ISAGEN	Jovan Alfonso Cano	Principal	X
		Hernan Palacios P	Suplente	✓
ELECTRICARIBE	Hector Andrade H	Principal	X	
	Henry Andrade L	Suplente	X	
	Silvia Milena Mora	Invitada	✓	
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	X
		Leslie Mier Infante	Suplente	X
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Luna	Suplente	X
		Michael Muñoz	Invitado	✓
CND	XM	Diego Tejada Arango	Invitado	✓
UPME	UPME	Ángela Cadena	Secretaría	✓
	UPME	Javier Martínez	Secretario	✓
	UPME	Marco Caro	Secretario	✓
	UPME	Karen Palacio	Secretaría	✓
	UPME	Andrea Rojas	Secretaría	✓
	UPME	Raul Gil	Secretaría	✓
	UPME	Johanna Larrotta	Secretario	✓

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Se da inicio a la reunión No.114, informando que el generador no asistirá a la reunión; por tanto el presidente del CAPT manifiesta que no hay quorum, pero dado que no se tomarán decisiones en esta reunión, se tratarán los temas acordados. Se procede a la lectura de la agenda del día y se indica que en el ítem de varios se presentarán los siguientes aspectos: cronograma Ituango, convocatoria Norte y medidas de mitigación.

2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informó que el acta No.113 se envió el día de hoy para comentarios y se recibirán los mismos hasta el día viernes 28 de septiembre. Con relación al acta No 112, se circuló nuevamente para comentarios finales, sobre lo cual se recibieron observaciones por parte de CODENSA, que fueron aceptadas por la UPME.

3. PRESENTACION INFORME DE CONVOCATORIAS

3.1. PROYECTOS ADJUDICADOS

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

- Se menciona que EPM está elaborando los ajustes de los EIA y a su vez se comprometió a radicarlos el 30 de noviembre de 2012, conforme a los compromisos establecidos.
- Se espera contar con la licencia ambiental de las obras a 230 kV en enero de 2013 y de las obras a 500 kV en febrero de 2013.
- En razón al cambio de fecha de entrada en operación del proyecto para el 22 de noviembre de 2013, EPM remitió el nuevo cronograma al interventor al igual que la nueva curva "S" del proyecto.
- EPM señala las dificultades en el tema de la gestión social debido a la gran cantidad de municipios asociados al proyecto y a la oposición que se ha presentado por parte de las comunidades y autoridades locales en algunos de ellos. Se vienen realizando gestiones con la Gobernación de Cundinamarca y se espera que dicha entidad pueda facilitar la gestión con las comunidades y municipios.
- UPME manifiesta que el proyecto cuenta con un gran avance en la adquisición de equipos, específicamente en transformador y conexiones, que se observará una vez empiece la construcción de la obra.

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

- En cuanto a la construcción del proyecto, se tiene que: en el tramo subterráneo, las cajas de empalme están finalizadas y la estructura de transición presenta un importante grado de avance; en el tramo en postes, se presentan algunos problemas con cimentaciones de dos de ellos; y el tramo en torres se encuentra construido, haciendo falta sólo las cuatro torres ubicadas sobre la Ciénaga de la Virgen. Se tiene implementado el puente-conexión para dar continuidad de la línea Bolívar - Ternera.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN:

- Con relación a la fecha objetivo de entrada en operación, se mantiene para el 25 de febrero de 2013. La ruta crítica siguen siendo los empalmes subterráneos, debido a su complejidad y a que esta actividad no permite desarrollar otras simultáneamente al interior de las cajas.

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

- Este proyecto fue puesto en servicio el 30 de abril de 2012.
- EEB señala que siguen presentándose "suicheos" aunque se ha disminuido el tema de costos, dado que solo se esta despachando una unidad de generación en Betania. Al respecto de los suicheos, la EEB pregunta a XM si se pueden conmutar los condensadores en serie.
- XM, menciona que en el informe trimestral se estará presentando un análisis detallado con relación a los suicheos.

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

- UPME indicó que ISA presentó el día 24 de agosto de 2012 el EIA ante la ANLA. Sin embargo, dicha entidad no lo recibe hasta tanto ISA cuente con el permiso de investigación científica. Ante esta situación, la UPME va a averiguar con la ANLA cómo y cuándo se debe tramitar este permiso para evitar contratiempos en proyectos futuros.
- En reunión MME-ANLA-UPME, se mencionó que el concepto técnico de la modificación de la licencia ya está listo y que finalizando septiembre o a principios de octubre de 2012, se espera que esté aprobada dicha modificación. La puesta en operación empieza a verse comprometida por el corrimiento en los trámites ambientales. Se preguntará a ISAGEN si va a ser efectivo el atraso de la central de generación.

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

- Se informa que el proyecto ha tenido oposición por parte de grupos ambientalistas.
- La EEB contrató un experto de la Universidad Nacional para explicar el tema de los campos electromagnéticos y socializarlos con la comunidad.
- En cuanto al permiso del paisaje cultural cafetero, MinCultura propone pintar las torres por tema de impacto ambiental y además, se solicita un diseño paisajístico al edificio de la subestación.

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

- En el proyecto, la gestión social ha marcado la ruta crítica, en razón a información sobre la presencia de la comunidad Negra de Valle de Lili. Sin embargo, MinInterior no certificó la presencia de comunidades indígenas o resguardos, como tampoco el INCODER certificó la presencia de territorios legalmente constituidos, a favor de grupos étnicos, dentro del área de influencia. En este sentido, para las entidades mencionadas la comunidad no esta legalmente constituida aunque esta no se ha excluido de la socialización.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- La UPME señala que los equipos en Alférez que recibirán el doble circuito de Quimbo, harán parte del proyecto Alférez y serán tipo GIS.
- Para el proyecto, no se registra que la entrada en operación esté comprometida.

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

- La UPME informa que en la gestión ambiental, la EEB dividió el proyecto en dos grupos: uno con la línea doble circuito hacia Alférez y el otro con la subestación, la línea hacia Altamira y la reconfiguración.
- Para el tramo Quimbo - Alférez, la EEB ha analizado varios corredores de ruta pero todos cuentan con restricciones ambientales, sociales y/o arqueológicas. El DAA se presentará el 3 de octubre de 2012.
- Aunque el proyecto presenta importantes dificultades sociales y geográficas, no se registra que la fecha de puesta en servicio esté comprometida.

Convocatoria UPME 02 de 2010 - Proyecto Termocol

- Una vez adjudicado el proyecto, se demoró dos meses la expedición y notificación de la resolución que aprueba los ingresos al transmisor, por lo que aún no se cuenta con un informe de avance por parte del interventor.
- Se ha avanzado en el proyecto en temas de diseño y en la firma del contrato de conexión entre ISA y Poliobras. Se menciona que Poliobras definió el mes de noviembre de 2013 para realizar las pruebas.
- En cuanto al proyecto de generación, no se cuenta con el cierre financiero. por lo que aún no se ha iniciado la construcción; sin embargo, se espera que se efectúe a finales del mes de septiembre.

EPM señala que en general los tiempos para la gestión ambiental no son los reales, a lo cual la UPME manifiesta que con la restructuración de la ANLA se debe empezar a ver cierta efectividad en los trámites.

3.2. PROXIMAS CONVOCATORIAS

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

- La UPME informa que no se ha expedido la resolución de modificación de la fecha de entrada en operación. Una vez se tenga dicha resolución, la Unidad solicitará a CODENSA que constituya la garantía para proceder con los pliegos de la convocatoria.
- CODENSA manifiesta que, a diferencia de Nueva Esperanza, ya tiene todo listo para este proyecto en cuanto a la garantía. La UPME informa que se está contestando la carta de solicitud de CODENSA con relación al valor de la garantía y de la misma se informará a CODENSA.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Codensa solicitó a la UPME aclarar por qué la garantía de Norte cuesta tres veces más que la garantía del proyecto Bacatá. En respuesta, la Unidad señaló que es un tema que se puede tratar independiente al Comité, pero aclara que la proporción del proyecto en el caso de Norte consideró dos transformadores de 300 MVA respecto a la capacidad de las líneas, mientras que en Nueva Esperanza la relación fue menor ya que la capacidad de transformación fue menor y la capacidad de las líneas mayor, lo cual afecta el monto de la garantía.
- La UPME informa que no hay sitio específico para la subestación.
- XM pregunta cuál es la fecha estimada para la garantía y CODENSA responde que la constitución de la garantía se demora lo que dure el trámite en bancos; por tanto no se puede determinar la fecha.
- ISA manifiesta que se estaría presentando dos meses de retraso respecto de los 30 meses que se solicitaron al MME.
- CODENSA sugiere una pre-publicación de los documentos de selección para que los diferentes agentes puedan ir adelantando la búsqueda de terreno y así ganar tiempo.
- El Comité le recomienda a la UPME revisar el tema del área de la subestación y que se trate con el MME la posibilidad de ampliar la modificación de la fecha, ya que aún no se ha expedido la resolución.

Convocatorias Plan 2012-2025

- La UPME menciona que para las próximas convocatorias se están revisando temas de restricciones y que se efectuó una reunión con la ANLA mostrando la programación de los proyectos. Así mismo, se viene trabajando en la contratación del consultor para contar con los pliegos de dichas convocatorias.
- Frente a la cantidad de convocatorias, ISA pregunta cómo está la Unidad en cuanto a capacidad. Al respecto, la UPME reitera lo mencionado y que se está trabajando en la contratación de un consultor para que apoye a la Unidad.
- La UPME manifiesta que a más tardar a comienzos de enero de 2013 se espera contar con los pliegos preliminares de todos los proyectos del Plan 2012 – 2025. El proyecto Cartagena – Bolívar saldrá después, ya que cuenta con mayor tiempo para la ejecución.
- Cerromatoso sugiere que XM genere un indicador de cuánto impacta en las restricciones el atraso de los proyectos y los costos que se deben pagar. XM señala que podría tener un estimativo del valor para el próximo informe trimestral.

4. AVANCE DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS ASOCIADAS A LA REDUCCION DE RESTRICCIONES POR ATRAPAMIENTO DE PORCE III.

Escenarios ante la indisponibilidad de los circuitos San Carlos - Porce III y Porce III - Primavera:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Con red completa actual, ante bajo despacho del área oriental y/o en caribe la salida de la línea San Carlos Primavera, se tienen sobrecargas en el circuito Jaguas – Malena 230kV y en el transformador de Primavera 500/230 kV. Esta restricción ocasiona un corte que implica la limitación de la generación en el área de Antioquia
- Además de los cortes señalados, cuando se tiene indisponibilidad del circuito Cerro – Porce III, se limita la generación de Porce III para evitar actuación del EDAC ante la salida del circuito que queda en operación.
- Para el año 2017, en escenarios de red completa y con la red definida para Ituango, no se observa atrapamiento de generación de Antioquia por la contingencia de la línea San Carlos - Primavera 500kV.
- En escenarios con el circuito Porce III – Cerromatoso indisponible y con la red definida para Ituango, se observa atrapamiento de generación de Antioquia por la contingencia de la línea San Carlos - Primavera 500kV que sobrecarga el transformador Primavera 500/230 kV por encima del valor permitido.

Alternativa propuesta, Línea Ituango – Porce III – Primavera 500kV. Modificando la alternativa propuesta para la conexión de Ituango: Ituango – Primavera 500 kV.

- En escenarios de red completa y con la alternativa propuesta, no se observa atrapamiento de generación en Antioquia por la contingencia de la línea San Carlos - Primavera 500kV, ni techo de generación en Porce III por EDAC.
- Beneficios de la alternativa: Con la red completa, aumenta el límite de importación a Caribe y disminuye la generación de seguridad en el área Caribe. Los beneficios con Indisponibilidad son: se elimina el techo de Porce III y mitigación del techo de generación en Antioquia. Así mismo, con red degradada no se presentan limitaciones a la generación de Porce III.

En relación con el tema, se presentaron los siguientes comentarios:

- CODENSA pregunta la razón por la que no se utilizó la metodología tradicional. Sobre este aspecto, XM señaló que los beneficios darían cero, ya que en la actualidad en los ejercicios de planificación no se considera la red degradada.
- Se manifiesta que es importante darle transparencia a la metodología y establecer los casos en que aplica la misma. Se hace el cuestionamiento de cuál fue la condición del sistema que motivó al cambio. XM señala que fue motivado dado que la red nunca está completa debida a mantenimientos y siempre hay un costo de restricción que es necesario empezar a cuantificar en los ejercicios de planeación.
- ISA manifiesta que se debe buscar la convergencia entre largo plazo y corto plazo, solucionando los problemas, por lo que se puede considerar este análisis como un proyecto piloto para revisarlo nuevamente y darle prioridad desde el Grupo Técnico y Regulatorio.
- CODENSA sugiere que se revise si hay una solución diferente a la expansión ej:(en los mantenimientos de las empresas o en la parte operativa). ISA comenta que XM lo que está proponiendo es partir de las metas reguladas, las cuales se considera tienen incorporada una señal de eficiencia operativa y que se debe considerar la metodología actual con los criterios



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

regulatorios y revisar si le falta algo. Así mismo, pregunta si es posible adicionar otros elementos que no están en la reglamentación. Al respecto, la UPME no se atreve a precisar si se puede o no, ya que la reglamentación actual indica que el criterio a aplicar es el n -1, pero no limita a hacer otros análisis n - 2, con un análisis probabilístico.

- UPME señala que falta el análisis de estabilidad transitoria (Porce, Ituango, Sogamoso). Al respecto, XM dice que se revisará el tema y se presentarán los resultados en el próximo grupo técnico regulatorio.
- ISA recomienda tratar la próxima semana el tema de la metodología en el grupo Técnico y Regulatorio, para posteriormente presentarla al comité y después al MME.
- EPM señala que es urgente definir esta propuesta, dado los altos costos que las restricciones están ocasionando a la demanda y los impactos en los techos de generación en Antioquia.

5. INFORME GRUPO TECNICO Y REGULATORIO

Se trabajaron 3 temas:

El primer tema fue el análisis y convergencia de una metodología para determinar la conveniencia de reconfigurar subestaciones del STN. Sobre el tema, se acordó una metodología muy robusta mediante la cual entre XM y la UPME realizarán los análisis a cinco subestaciones (Tenera, Torca, Balsillas, Jamondino y Barranca).

- EPM señala que es necesario revisar el aspecto de costos y las implicaciones en costos operativos de sacar una subestación.
- Con relación a la subestación Barranca, se está analizando el tema de reposición, por lo que se hace conveniente revisar la pertinencia de su reconfiguración.

El segundo tema revisado corresponde a compensación dinámica en el área de Bogotá como complemento al Área Oriental. Es necesaria la compensación dinámica para el área, hasta que en el año 2018 se tenga lista la red que se defina como solución de largo plazo. XM presentó análisis con la compensación y una eventual expansión (Virginia - Nueva Esperanza).

- EEB señala que ven la necesidad de una línea en el año 2016 y la compensación.

El tercer punto correspondió al tema de criterios y metodología para los análisis técnicos y determinación de los beneficios del Plan. Se definieron nueve temas a trabajar, los cuales serán desarrollados en las próximas reuniones del grupo.

6. VARIOS

Compensaciones de Bogotá - medidas remediales:

- Existe preocupación ya que en el mes de agosto se entregó al MME la comunicación para la prórroga de entrada en operación del proyecto Chivor - Norte - Bacata por parte del Comité, con unas medidas remediales ante el atraso de este; sin embargo aún no se tiene conocimiento de la respuesta por parte del Ministerio.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- EPM menciona que en la Reunión del CAPT No 113 la UPME presentó las medidas remediales. En el mismo comité, CODENSA solicitó información más detallada sobre la necesidad de compensación en el área de Bogotá. Se manifestó que es necesario un consenso claro sobre estas medidas remediales ante el aplazamiento de la entrada en operación del proyecto Norte.
- UPME informa que fue agendada una reunión para la próxima semana con CODENSA y EMSA para revisar los análisis, criterios, resultados y definir claramente qué medidas serían y cómo se van a instalar.
- CODENSA manifiesta que sigue en firme con las compensaciones en Ubaté (50 MVA para el año 2013), sin embargo de las otras compensaciones ven que puede ser una necesidad del STN, que debe revisarse.
- CODENSA señala que el STN debe tener unas medidas de contingencia y definir las responsabilidades en la ejecución de tales obras para el servicio del STN.
- Se menciona que debe tenerse definido en mediano plazo la compensación y en mediano plazo la solución de la línea nueva a 500 kV.

Proyecto Ituango:

El Comité recomienda reactivar el tema de Ituango, para lo cual se concluye lo siguiente: Se socializa en la web el proyecto actual (Ituango y refuerzos en el STN) aprobado por el comité y paralelamente se trabaja en el tema de Porce III, para definir si es posible considerar la obra de Porce III e Ituango, y refuerzos en el STN en un solo plan.

Se da por finalizada la reunión. Se informa que el próximo CAPT se realizará el 19 de octubre de 2012.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Priorización de las convocatorias	UPME	19 de octubre
Análisis estabilidad transitoria PORCE III y Análisis Suicheos en el suroccidente (Reactores del Sur)	XM	19 de octubre
Publicación en la web documento Ituango y refuerzos STN	UPME	24 - 28 de septiembre


PABLO FRANCO RESTREPO
Presidente


JAVIER MARTINEZ GIL
Secretario Técnico