

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 105

Fecha:	03 de agosto de 2011
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	X
		Diego Montoya Mesa	Invitado	✓
Luis Fernando Aristizabal		Suplente	✓	
Grandes Consumidores	DIACO	Javier E Erazo	Principal	X
		Rafael Bies	Suplente	✓
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	X
		José V. Gómez	Suplente	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	✓
		Héctor Daniel Bello	Suplente	X
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	✓
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	✓
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
		Carlos Fernando Gómez	Invitado	X
	EMCALI	Alfredo Reyes Navia	Principal	X
		Fernando Contreras G	Suplente	X
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade	Principal	X
		Johan Urrea Ortega	Suplente	X
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	X
		Leslie Mier Infante	Suplente	✓
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Ernesto Luna	Suplente	✓
CND	XM	Carlos Andres Cano	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	✓
Ministerio de Minas y Energía	MME	Jose Edilberto Muñoz	Invitado	✓
UPME	UPME	Oscar Imitola A	Secretaría	X
		Jose Moyano P	Secretaría	✓
		Marco Caro	Secretaría	✓
		Javier Martínez	Secretaría	✓
		Andrea Rojas	Secretaría	✓
		Raul Gil	Secretaría	✓
		Johanna Larrotta	Secretaría	✓
		Javier Roa	Secretaría	✓
		Alifredys Flores L	Secretaría	X
ECOPETROL	ECOPETROL	Ronald Aguirre	Invitado	X
		Javier Gómez	Invitado	X
		Julian Esteves	Invitado	X



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Se verificó el quórum y se dio inicio a la reunión número 105 de CAPT.

Se acordó que en la presentación de la UPME en relación con el informe de convocatorias, ceder un espacio para la intervención de EPM sobre el proyecto Nueva Esperanza.

Se presenta al CAPT el miembro de la empresa DIACO y los nuevos funcionarios del grupo de transmisión de la UPME.

2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se enviaron para comentarios las actas 103 y 104. Se comenta que se recibirán observaciones a las mismas hasta el día 8 de agosto de 2011.

3 PRESENTACION INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES E INFORME DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE LARGO PLAZO – ENFOQUE STN.

XM presentó su informe trimestral de restricciones del segundo semestre de 2011 con corte al mes de junio.

Se dio comienzo a la presentación con las cifras de la evolución del Costo Unitario de Restricciones, evidenciándose un incremento en el mes de junio de 2011.

Se informó que el pasado 26 de junio se aprobó la conexión del proyecto Porce III con configuración en T. Así mismo, se señaló que fueron efectuados trabajos en la subestación Sabana en el mes de junio del presente año.

En relación al comportamiento de la generación fuera de merito, su promedio se sitúa alrededor del 15%. La generación de Antioquia se ha incrementado con varios embalses vertiendo.

Los costos asociados a las restricciones se han incrementado durante los últimos meses de abril, mayo y junio.

Recomendaciones mediano plazo.

- ✓ Zona Atlántico, entrada del nuevo transformador 220/110 kV en la subestación Flores. Se muestra liberación de generación atrapada.
- ✓ Zona Meta, existe sobrecarga de uno de los transformadores de la S/E La Reforma ante contingencia del otro. Se sugiere Implementar un ESPS asociado a la contingencia de uno de los transformadores de la S/E.
- ✓ Zona Nordeste, la línea Barranca – Palenque debe operar cerrada en condiciones de máxima demanda debido a la falta de capacidad de transformación. Esta situación mejorará con la entrada en operación del nuevo transformador en la subestación Piedecuesta 230/115 kV.
- ✓ Zona Oriental, limitación generación de las plantas. Propuesta de esquema suplementario (RAG), medidas en 115 kV, entrada de Torca y Noroeste.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ CODENSA indica que no ve sobrecargas en su área y no comparte el ESPS recomendado. Entre XM y CODENSA se está realizando un trabajo conjunto que consiste en revisar la información y los proyectos.

En este punto la UPME recomienda al Operador del Sistema revisar el tema de la información, ya que se encuentran diferencias entre los análisis eléctricos del CND y el OR. Lo anterior puede implicar señales erróneas de programación de generación de seguridad y sobrecostos innecesarios en la operación.

- ✓ Zona Suroccidente, sobrecargas en la línea Betania - Altamira 115 kV ante la contingencia del transformador de la S/E Altamira.

Recomendaciones Largo plazo.

Área Caribe:

- ✓ XM recomienda la ejecución del segundo circuito Fundación – Copey 220 kV. Al respecto la UPME consulta al CND los beneficios del proyecto, ya que la Unidad solo observa un aumento marginal en el perfil de tensiones ante contingencia. En este sentido XM comenta que analizará el tema.
- ✓ La subestación Tebsa 110kV está llegando al límite de capacidad de cortocircuito, se requiere revisar este tema.
- ✓ Se encuentran cercanos al límite del nivel de corto circuito las subestaciones Flores y Tebsa. Se recomienda en el mediano plazo seccionamiento de barras.
- ✓ Se recomienda la instalación del segundo transformador 220/66kV – 150 MVA en la subestación Bosque.
- ✓ Se recomienda para el área Córdoba y Sucre el corredor de línea Chinú – Montería – Urrá y ampliación de la capacidad de transformación en Cerro No se profundiza dado que la UPME expondrá en detalle el estudio realizado para ésta área.
- ✓ En general, se recomienda en todas las aéreas refuerzo de transformación. Se dará un plazo a Electricaribe para analizar las alternativas y presentarlas en el siguiente CAPT.

Área Nordeste.

- ✓ CHEC debe solicitar formalmente a la UPME la nueva fecha de conexión al STN en Esmeralda, previo un análisis de la fecha real de entrada considerando el desplazamiento de Armenia.
- ✓ La UPME aprobó para el año 2014 el Nuevo transformador Purnio 230/115 kV

Otros temas:

- ✓ La UPME informó que solo hasta el día lunes 01 de agosto Electricaribe entregó los Estudios de Mitigación de Riesgo.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ CODENSA indica que hay obras que no se realizan y sin embargo, no ocurren las situaciones críticas definidas en la planeación.
- ✓ Se recomienda que en la reglamentación de las convocatorias del STR, se definan etapas en la cual se establezcan responsabilidades y tiempos.
- ✓ Los esquemas suplementarios no generan las señales de expansión. La UPME informa que efectúa sus análisis sin ellos. Se recomienda que el CAPT o la UPME se manifieste sobre los proyectos atrasados y oficie a las empresas para impulsar el desarrollo de las obras de todo el país. Queda en decisión del CAPT la incorporación de nuevos tipos de acciones sobre este tema.
- ✓ DIACO, se manifiesta acerca de los inconvenientes anteriormente señalados, y sugiere se informe periódicamente el estado de las obras. Por otra parte, XM sugiere agregar un procedimiento para realizar el seguimiento de proyectos de los STR. La misma UPME recomienda que la entidad debe tratar de hacer el seguimiento.
- ✓ XM, sugiere revisar en conjunto con el Operador de Red las obras del STR a través del CAPT.
- ✓ EEB, indica que el CNO debe seguir conociendo la problemática de los proyectos atrasados a través de reunión conjunta. En las reuniones se deben exponer y concretar los temas de fondo.
- ✓ En conclusión, se sugiere revisar el procedimiento para hacer un llamado a los operadores de red que no ejecuten proyectos a tiempo.

Análisis Largo Plazo STN.

Área Oriental:

XM recomienda la ejecución del proyecto Norte de la siguiente manera:

- ✓ Año 2013, Proyecto Norte 230/115 kV y doble circuito Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV.
- ✓ Año 2015, transformación 500/230 kV y 500/115kV con interconexión a nivel de 500kV Primavera- Norte.
- ✓ Año 2017, Circuito Norte – Nueva Esperanza.

CODENSA ve imposible la entrada de proyectos en el año 2013 por su cercanía en el tiempo. La UPME manifiesta que el proyecto Norte es multipropósito y no ha encontrado una alternativa diferente a éste, que impida las restricciones por programación de generación de seguridad en Termozipa en el corto plazo.

CODENSA está revisando la opción de 500 kV y sugiere analizar la misma en conjunto con la UPME, XM y la EEB.

EEB presentó inquietudes a XM, respecto a la conexión 500/115 kV y recordó a los miembros del Comité las dificultades de conectar en Cuasi Paralelo los transformadores 500/220 kV y 500/115 kV.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Área Nordeste:

XM plantea reconfiguraciones adicionales a nivel de 220 kV para la conexión de Sogamoso 800 MW. Lo anterior para evitar programar por seguridad una unidad adicional de esta planta. EPM solicita analizar en conjunto con EPM y ESSA las propuestas en el Área de Santander, para tener una visión más integral y sistémica.

Al respecto, la UPME comenta que si bien bajo ciertos escenarios críticos de despacho se puede ver la necesidad de contar con esta unidad, incorporar las reconfiguraciones a la convocatoria en este momento no es pertinente, máxime cuando no se han establecido la probabilidad y los beneficios de estos refuerzos.

Área suroccidental:

La UPME informa acerca de las dificultades de espacio en el lote asociado a la nueva subestación Alférez 230/115 kV. En este sentido, se comenta la necesidad de ubicar la subestación de conexión al STN en un lote diferente, de tal forma que no se limiten las ampliaciones y el futuro desarrollo de Alférez 500 kV.

Adicionalmente, manifestó que no se afectarán los tiempos para el proyecto Quimbo si se sacan las convocatorias de manera simultánea.

Impacto de la salida de la subestación Torca, colapso por frecuencia:

XM presenta el impacto de la salida de una subestación, analizando como caso piloto la falla de la subestación Torca. Los análisis mostraron que si bien la salida de la subestación Torca genera alto impacto en el área, con la entrada del proyecto Norte en 230kV este impacto se mitiga.

4 INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS POR PARTE DE LA UPME

Convocatoria UPME 01-2010. Reactores

- De acuerdo con el informe de Interventoría realizado a este proyecto, el avance con corte a junio 30 de 2011 es el siguiente:
 - ✓ Altamira avance del 13% de un 30% programado.
 - ✓ Mocoa avance del 13.3% de un 30% programado.
 - ✓ Altamira avance del 12.5% de un 30% programado.
 - ✓ Total avance: 21.2 % de un 35%

- A junio 30 de 2011 no se contaba con el informe definitivo debido a que la fecha de corte para entrega del mismo se realiza los cinco (5) días de cada mes. La ejecución es la adecuada sin embargo, no se evidencia en el avance.

Las actividades críticas son suministro de reactores y montaje. Según lo manifestado por EEB, el suministro se va hacer de manera anticipada. Se debe realizar especial seguimiento al suministro de los PTs, que serían los elementos que podrían establecer la ruta crítica del proyecto. En el próximo informe se tendrá concordancia entre en los avances físicos y los avances programados.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Convocatoria UPME 01-2008. Proyecto Nueva Esperanza:

- Con corte a junio 30 de 2011, el proyecto tiene un avance total del 29% frente a un 44% programado y un avance en líneas del 37% del 58% programado. Las actividades en negociación de predios y licencia ambiental son las que más inciden en los atrasos.
 - La subestación tiene un avance del 16% del 18% programado. Se presentan dificultades en los diseños.
 - EPM, informó al MAVDT que se ha realizado un proceso de socialización del proyecto mediante reuniones con la población y entidades locales
 - El MAVDT no se ha pronunciado sobre el DAA, con un atraso de 5 meses, debió conceptuar en enero de 2011.
 - LA UPME solicitó al MAVDT recomendaciones sobre los trámites que se deben realizar para orientar a los inversionistas. Se envió a dicha entidad el listado de los proyectos, su estado y la descripción general de metodología del plan y convocatorias
 - EPM manifiesta que inicialmente para el mes de agosto de 2011 se tenía previsto contar con la licencia. Lo anterior puede comprometer la fecha de entrada del proyecto.
 - EPM, informó que el 18 de julio se aprobó la Ley 1450 del Plan de Desarrollo, con la cual se cambiaron ciertos plazos para las licencias, incurriendo en implicaciones de mayor tiempo sobre los nuevos proyectos. Ante estos cambios, EPM expone su preocupación ya que existe un limbo en la fecha inicial del trámite para el proyecto de Nueva Esperanza. EPM informa que la entrada en operación del proyecto, según el cronograma establecido, se dará un año después de obtenida la licencia ambiental.
 - MME, presentará la inquietud de EPM sobre las licencias para poder agilizar el tema.
 - EPM, propone que el Ministerio de Minas y Energía tramite las licencias antes que los proyectos salgan a convocatoria.
Al respecto la UPME comenta que son los Agentes, en este caso los transmisores, los que gestionan mejor estos procedimientos. Lo anterior también enmarcado en la Ley y la regulación.
 - CONDESA informa que desde la perspectiva de STR, se han realizado avances pero dado que no se tiene licencias, es imposible entrar a negociar predios. En el caso específico, después de que se obtiene la licencia ambiental, se debe solicitar a la alcaldía de Soacha la licencia de construcción; ésta última también dificulta la ejecución de las obras.
- La UPME propone que en otra reunión del CAPT se elabore una propuesta para tratar de solucionar a nivel regulatorio las dificultades sobre el tema de licencia ambiental.
- Se propone que la UPME, conjuntamente con XM y CODENSA, analicen el impacto operativo para el sistema y sugieran un plan de contingencia, ante el inminente retraso del proyecto Nueva Esperanza.

Convocatoria UPME 02-2008. Proyecto El Bosque:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Con corte a junio 30 de 2011, avance total del 43% frente a un programado del 100% y un 52% de la reprogramación.

La Alcaldía ratificó su concepto No Favorable al trazado por la perimetral, señaló que el proyecto no contraviene el POT y se fundamenta en condiciones de paisajismo.

- En caso de poder realizar el proyecto como inicialmente se tiene previsto, éste tomaría cerca de 11 meses de ejecución. Si se recurre a la alternativa de red subterránea por la vía perimetral, éste tomaría aproximadamente entre 18 a 20 meses para su ejecución.
- El proyecto se requiere antes de que se agoten las medidas de mitigación de riesgo. Las obras de 66kV de Electricaribe no deberían entrar sino está el proyecto de El Bosque.

Armenia

- Se publicó en la web de la UPME el documento con las condiciones técnicas del proyecto. Se han recibido comentarios y se están realizando ajustes.
- La observación más recurrente es acerca del tiempo insuficiente para la ejecución del proyecto.
- Se enviará comunicación por parte del CAPT al MME para solicitar aplazamiento de la fecha de entrada de operación 23 meses, de manera que se cuente con el proyecto antes de Noviembre 30 de 2013. El comité estuvo de acuerdo en que la fecha de entrada en operación se definiera en función de la fecha de adjudicación de la Convocatoria.
- La UPME informó que consultará con el Ministerio del Interior el alcance y posibles restricciones para el proyecto de Armenia, teniendo en cuenta la reciente declaratoria por parte de la UNESCO de la región cafetera como patrimonio de la humanidad.

Sogamoso

- La UPME informa que se está finalizando los trámites para contratar la interventoría.

5 AVANCE PLAN DE EXPANSIÓN 2011-2025

Impacto del desplazamiento del proyecto Armenia.

La UPME presenta los análisis técnicos con el fin de establecer los efectos de desplazar la fecha de entrada en operación de la subestación Armenia 230 kV y líneas asociadas.

- Bajo condiciones normales de operación, no se presentan violaciones de tensión ni de cargabilidad.
- Aunque las tensiones en Armenia, Tebaida y Regivit están cerca del 95%, ante las diferentes contingencias no se presentan violaciones.
- Para evitar violaciones por sobrecarga ante contingencias en transformación, se requieren cerca de 102 MW de generación interna en CRQ.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- La probabilidad de tener más de 102 MW de generación en el área en el periodo de demanda máxima es del 90%.
- Se requieren implementar medidas operativas ante condiciones de generación interna inferior a los 102 MW. El área cuenta con un esquema suplementario en Esmeralda.
- El desplazamiento de la entrada en operación del proyecto Armenia 220 kV y líneas asociadas es posible considerando lo expuesto anteriormente.
- Frente a los tiempos requeridos para ejecución del proyecto, incluyendo el trámite de licencia ambiental, la entrada en operación se debe desplazar para agosto 30 de 2013.

Observaciones del Comité en relación a este tema:

- EPM indica que con el cronograma propuesto no se tiene en cuenta los imprevistos, se sugiere dejar una holgura en tiempo. Un elemento adicional a considerar por la UPME a juicio del Transmisor, es analizar con el Ministerio de Ambiente, el tema de patrimonio de la humanidad de la zona cafetera
La UPME manifiesta que este tema se consultará ante el Ministerio del Interior.
- EPM también sugiere 4 meses adicionales a lo señalado por la UPME, lo anterior para gestionar el trámite de la licencia ambiental.
La UPME señala que no puede generalizarse el inconveniente de las licencias ya que existen falencias en otros trámites que efectúa el inversionista.
- Por lo anterior EEB e ISA también recomiendan ampliar el tiempo. Al respecto la UPME manifiesta que revisará el cronograma.
- El MME manifiesta que es incierta la fecha concreta de la expedición de la resolución.

El CAPT recomienda la ampliación del plazo de dos meses más para la entrada del proyecto. Inicialmente, la UPME ve viable dicha solicitud, teniendo en cuenta que los beneficios de tener el proyecto en octubre y no en agosto, no son significativos. La selección del proyecto se debe realizar este año.

La UPME presentó los análisis y antecedentes de la nueva subestación Montería 220 kV e implicaciones en la expansión de transformación en Cerromatoso. Las conclusiones se citan a continuación:

- Respecto a la conectividad de la nueva subestación Montería 220 kV, es claro que la misma debe tener interconexión con Chinú en detrimento de Cerro. Adicionalmente de presentar un mejor desempeño técnico, permite optimizar la infraestructura existente en el STR (cierre del enlace Montería – Río Sinú 110 kV) y la incorporación de nuevas cargas las cuales podrían ser alimentadas por el transformador Chinú 500/220 kV.
- Las dos alternativas que presentan un adecuado desempeño técnico son i) Chinú – Montería – Urrabá 220 kV y ii) Chinú – Montería – Urrá. No obstante, la alternativa i) presenta un mejor comportamiento técnico y mayor relación beneficio/costo.
- Considerando cerrado el enlace Montería – Río Sinú 110 kV, la contingencia del transformador de Urrá bajo un escenario de despacho máximo, ocasiona una cargabilidad



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

importante en el nuevo transformador Montería 220/110 kV. Es por ello que se ve la necesidad de que esta subestación cuente con dos transformadores desde el principio.

- Es necesario que el Operador de Red EPM analice la conveniencia de la instalación de un nuevo transformador 220/110 kV en la subestación Urabá, dado que técnicamente no es posible el cierre del enlace Apartadó – Caucheras 110 kV.
- En conclusión, la UPME recomienda para el año 2014 la ejecución de la siguiente Alternativa. Nuevo corredor Chinú – Montería – Urabá 220 kV con nueva transformación 500/220 kV en Chinú y dos transformadores 220/110 kV en Montería. Respecto a la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso, ésta debe realizarse a la mayor brevedad a través de un tercer banco 500/110 kV – 150 MVA

EPM ve viable la solución propuesta para la confiabilidad en Urabá y la ampliación de la capacidad de transformación en Cerromatoso. Sin embargo, se cuestiona si la bahía de alta en Cerromatoso del citado banco debe entrar a convocatoria. La UPME comenta que no tiene sentido formular una convocatoria por una bahía de transformación. Al respecto, plantea una reunión con la CREG para discutir el tema.

XM, expone que es valioso el aporte integral del proyecto, sin embargo se debe tratar por separado (Montería y Cerromatoso), es decir la aprobación del tercer transformador de Cerromatoso 500/115kV no debe estar sujeta a la convocatoria del proyecto de Montería, y que se debe contar con este transformador en el menor tiempo posible

6 PROPUESTA COMITÉ TÉCNICO Y REGULADORIO – TEMA TRANSFORMADORES DE RESERVA.

Propuesta de metodología. Transformadores de reserva en conexiones al STN

Con el fin de asegurar una pronta recuperación del servicio, se debe tener unidad de reserva en los siguientes casos:

1. Para Operadores de Red que dependen exclusivamente de un único transformador de conexión de STR/SDL al STN
2. Para los casos en que la salida de un transformador genere alguna ENS (si los criterios de expansión no arrojan la necesidad de disponer de transformadores en línea y operando).
3. Para los casos en que la salida de un transformador genere restricciones (si los criterios de expansión no arrojan la necesidad de disponer de transformadores en línea y operando).
4. También deberá tenerse unidad de reserva aun en los casos en que la salida de un transformador no genere salida de elementos adicionales o ENS; sin embargo, para subestaciones de un mismo OR entre las cuales el tiempo de restablecimiento de la unidad de reserva de una subestación a otra (adecuación de la unidad de reserva, traslado de la subestación de origen a la subestación de destino, y montaje en la subestación de destino), sea inferior a X días, será suficiente con una unidad de reserva. La disposición de una sola unidad de reserva aplica siempre y cuando los equipos sean homologables (capacidad, relación de tensiones, relación de transformación, impedancias que no afecten la operación del equipo, nivel de cortocircuito, nivel de aislamiento).



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

5. Todas las que hoy estén siendo reconocidas por la CREG y las que serían reconocidas a la luz de la Resolución CREG 097 de 2008.

CODENSA menciona que en el numeral 4, se debería analizar el tema de los tiempos de traslado.

Se expone la necesidad de dar claridad sobre las disposiciones de política y definiciones, ej: usuario – código de conexión.

Se acuerda circular la propuesta y se recibirán comentarios hasta el viernes 12 de agosto de 2011.

Para el caso del proyecto El Bosque respecto del documento de garantías, la UPME enviará los comentarios el lunes 8 de agosto de 2011.

Se da por finalizada la reunión.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Circular documento propuesta de criterios transformador de reserva (para comentarios)	UPME - CAPT	Hasta el 12 de agosto de 2011
Comentarios para el documento de Garantías	UPME - CAPT	8 de agosto de 2011
Enviar comunicación al MME sobre el aplazamiento de la fecha de entrada en operación de la subestación Armenia	UPME	10 de Agosto de 2011
Circular el Documento Soporte asociado a la Obra Montería	UPME	


PABLO FRANCO RESTREPO
Presidente


MARCO CARO CAMARGO
Secretario Técnico

