

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISION ACTA N° 75

Fecha:	Septiembre 7 de 2007
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas CNO

Héctor Ruiz	EEPPM	Principal
Ismael Suescun	EEPPM	Invitado
Andrei Romero	CODENSA	Principal
Ignacio Arrazola	AES CHIVOR	
Rodrigo Céspedes	ESSA	Principal
Esperanza Torres	OXY	
Héctor Bello	CERROMATOSO	Suplente
Enrique Ayobi	EEB	Principal
Humberto Montaña	EEB	Suplente
Andrés Villegas	ISA	Principal
Edgar Durán	ISA	Suplente
Guido Escobar	EPSA	Suplente
Luis F Aristizábal	EPM	Invitado
Silvia E. Cosssio	XM – CND	
Jorge E Arango	XM – CND	
Alberto Rodríguez	UPME	
Denice Romero	UPME	
Jaime Orjuela	UPME	
Andrea Rojas	UPME	
José Vicente Dulce	UPME	
Javier Martinez	UPME	

1 VERIFICACION DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia
Transportador	EEB	✓
	ISA	✓
	EPSA	✓
Gran consumidor	DIACO	
	OXY	✓
	CERROMATOSO	✓
Comercializador	CODENSA	✓
	EEPPM	✓
	EMCALI	
Otros	AES CHIVOR	✓
	ESSA	✓

Se verifica el quórum y se da inicio a la reunión.

2 APROBACIÓN DE ACTAS Y REVISIÓN DE TARES PENDIENTES

Se aprueba el acta número 74.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

TAREA	RESPONSABLE		COMENTARIOS
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	UPME	✓	
2. Enviar acta número 74.	UPME	✓	
3. Enviar comunicación a Electrocosta, invitándola a la reunión del CAPT para conocer el avance sobre caso Chinú.	UPME-CODENSA	✓	
4. Enviar comunicación a CREG sobre ejecución de obras en puntos de conexión	UPME CODENSA	✓	
5. Revisión y ajuste del documento "Procedimiento para el manejo del inventario de activos".	UPME	✓	En desarrollo.
6. Comentarios al documento "Procedimiento para el manejo del inventario de activos	CAPT	✓	En desarrollo

3 PRESENTACIÓN PLAN DE EXPANSIÓN PRELIMINAR

La UPME realizó la presentación, en la que se mencionaron las consideraciones tenidas en cuenta y los escenarios para los cuales se realizó el ejercicio.

La presentación de la versión preliminar en cuanto a generación, se dividió en dos partes. La primera hace referencia a oportunidades: capacidad inscrita en el registro de proyectos de generación, proceso de inscripción en el registro de proyectos de generación, posibilidades de instalación de proyectos y proyectos en construcción. La segunda parte hace referencia a los requerimientos de generación en los diferentes escenarios.

Conclusiones:

Se simularon cuatro escenarios:

En el escenario autónomo con demanda combinada (alta hasta el 2013 y media a partir del 2014) se requieren 3,013 MW, de los cuales se consideran 2,026 MW hidráulicos.

En el escenario autónomo con demanda media durante todo el horizonte se requieren 2,613 MW, de los cuales se consideran 1,626 MW hidráulicos.

Para un escenario Colombia integrado con Ecuador y Centro América y demanda alta en todo el horizonte, se requieren 3,873 MW, de los cuales se consideran 2,026 MW hidráulicos.

En el escenario Colombia integrado con Ecuador y Centro América y demanda combinada (alta hasta el 2013 y media a partir del 2014) se observa que las exportaciones hacia Ecuador son crecientes. Sin embargo esta situación no considera algunos proyectos de expansión en Ecuador definidos recientemente, lo cual podría reflejar una disminución de los intercambios.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

En cuanto a la expansión de la transmisión, se presentó el diagnóstico, la Visión de Largo Plazo del sistema y los análisis de corto y mediano plazo de las áreas.

Los principales resultados de los análisis de corto y mediano plazo son los siguientes:

Área Bogotá:

- Como solución a los problemas del área de Bogotá se consideró una alternativa base de expansión que comprende las siguientes obras y cronograma:

Año 2009

Compensación shunt subestación Salitre 115kV

Año 2010

Compensación shunt subestación Reforma 115kV
S/E La Esperanza 230kV y reconfiguraciones a 230kV
Circuito Guavio - La Esperanza 230kV

Año 2012

Compensación shunt subestación Guaca 115kV
Compensación shunt subestación Circo 115kV
S/E La Esperanza 500/115kV 450MVA y reconfiguraciones a 115kV
Transformador La Esperanza 500/230kV
Circuito Bacatá - La Esperanza 500kV (Alternativa I)
Circuito Primavera - La Esperanza 500kV (Alternativa II)

Año 2014

Compensación shunt subestación Torca 115kV

- Dado que la capacidad instalada en generación en el área no se ha incrementado, mientras que la demanda ha tenido crecimientos importantes, se hace evidente la necesidad de establecer señales efectivas que permitan contar con proyectos de generación en Bogotá en el mediano plazo.
- Se recomienda dar señales a los usuarios y/o establecer mecanismos que permitan mejorar los factores de potencia, con el fin de moderar las necesidades de expansión originadas en requerimientos de potencia reactiva.

Área Nariño:

- La Alternativa 1, instalación del segundo transformador 230/115/13.2 kV en la subestación Jamondino, es la alternativa que proporciona la solución técnico-económica óptima a la problemática del área en el horizonte de corto, mediano y largo plazo. Por lo anterior se recomienda al OR acometer dicha obra en el menor tiempo posible, teniendo en cuenta que los problemas de sobrecarga ya se están presentando.

Área Sur de País:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Se observa que en la mayoría de los casos analizados con la instalación del segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV y sus compensaciones asociadas, no es posible reestablecer la capacidad de exportación inicial a Ecuador.
- Se concluye que para solucionar los problemas del área, frente a escenarios de contingencia, es necesario identificar una alternativa de solución que muestre mayor efectividad.

Área Córdoba-Sucre:

- Se consideraron y analizaron tres alternativas de expansión para el área:
 1. Tercer transformador en Chinú 500/110/34.5 kV de 150 MVA,
 2. Cambio de transformador Chinú 500/110 kV de 150 MVA por otro de 250 MVA y
 3. Subestación Chinú 500/220 kV de 360 MVA, línea Chinú – Montería 220 kV, subestación Montería 220 kV de 150 MVA.

La UPME recomienda instalar el tercer transformador 500/110/34.5 kV en la subestación Chinú a partir del año 2009. Este proyecto permite atender la demanda del área, sin problemas de sobrecarga en la capacidad de transformación en la S/E Chinú, hasta el año 2017.

- Adicionalmente a la ampliación de capacidad en Chinú 500/110 se requiere instalar a partir de 2008 compensación capacitiva variable (20 a 40 MVAR) en las subestaciones Río Sinú, Mompo y Montería 110 kV, por medio de la cual se da solución a problemas de tensión hasta el año 2022.
- Se recomienda al OR continuar analizando las necesidades de expansión del área, teniendo en cuenta la irregularidad en el crecimiento de la demanda, el cual ha sido inferior a los pronósticos de años anteriores, con el fin de determinar el año de entrada de la transformación 220/110 kV en Montería.

Área Bolívar:

- El análisis muestra que se hace necesaria una alternativa de solución a los problemas de cargabilidad en líneas y transformación.
- Se observa que la alternativa de la subestación El Bosque y la reconfiguración de las líneas a 66 kV presentan un buen desempeño hasta el año 2016; a partir de este año se observa que la línea Bosque - Zaragocilla empieza a cargarse por encima del 90%.
- Es necesario explorar también la alternativa inicialmente planteada por el OR de elevar a 110 kV las Subestaciones Zaragocilla, Bocagrande, Chambacú y Cartagena.

4 PRESENTACION ESTUDIO CASO CHINU

Electrocosta realizó presentación del área Chinú, indicando que en el momento están interesados en buscar una solución al problema y se encuentran analizando varias posibilidades dentro de las cuales se encuentran las siguientes:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Refuerzo de la actual conexión en Chinú a 110 kV.
- Conexión Montería - Urra 220/110.
- Cambio de uno de los transformadores existentes en Chinú de 150 MVA a 250MVA, la cual se muestra como la más favorable.

Los resultados de cada una de las alternativas estudiadas están siendo analizados por un consultor (HNV) y serán radicados en la UPME a principios del mes de Octubre. Resaltan que la fecha de entrada en operación requerida para la expansión en Chinú, de acuerdo con la evolución histórica de la demanda, es Junio de 2009.

PRESENTACION CEDENAR

Cedenar presentó las conclusiones de un estudio de consultoría realizado para el periodo 2007-2025, encontrando dos alternativas posibles de solución: cambio de CT's en la Subestación Jamondino pertenecientes al circuito Jamondino-Jardinera 230 kV, y optimización de la línea Jamondino-Buchelly 230 kV. CEDENAR aún no tiene definido cual de las dos alternativas es la más óptima para el departamento; CEDENAR informa que consultará a nivel directivo la capacidad de ejecución por parte de CEDENAR y esquema de ejecución y las fechas en que podría estar en servicio el proyecto que se seleccione.

COMENTARIO: la presentación de CEDENAR tenía un alcance mayor y contemplaba más opciones que las que aquí se detallan. Además de su problema de expansión (2025), ellos abordaron el problema de sobrecarga del trafo de Jamondino. Se sugiere redactar el párrafo con ese enfoque. Por ejemplo:

Se presenta el estudio de planeamiento del sistema eléctrico de Cedenar, el cual ha sido ejecutado por IEB. Contempla simulaciones de flujo de carga y cortocircuito, más evaluaciones económicas en el período 2007 – 2025.

En estos análisis se confirma la sobrecarga del trafo 230/115 kV de Jamondino, y se recomienda la ampliación de capacidad inmediata. Para mejorar tensiones se recomienda compensación capacitiva del 6 Mvar en la subestación Buchelli, con el fin de mantener tensiones en el occidente del departamento.

Se evaluaron varias alternativas de expansión para aliviar la sobrecarga de la transformación: i) un nuevo banco 230/115 y nuevas líneas 115 kV a Túquerres y Sandona, ii) nueva subestación Jardinera 230 kV en Túquerres (conexión desde Jamondino) y desde allí reconfiguración de la red a 115 kV (varias opciones).

5 DEFINICION PROCEDIMIENTO COMUNICACIONES (CARTA CREG SOBRE EJECUCIÓN DE LA OBRAS EN PUNTOS DE CONEXIÓN AL STN)

Los miembros del CAPT solicitaron definir un procedimiento para la emisión de comunicaciones que permitan emitirlos oportunamente y se tengan los suficientes elementos para la toma de las decisiones que eviten que se generen discusiones adicionales que implican cambio de contenido. Como acuerdo para la toma de decisiones, se hará la discusión de los temas en la reunión del CAPT y allí se tomará la decisión por quórum; por vía mail sólo se discutirán aspectos de forma (por ejemplo, cuando se acuerden comunicaciones). Cada vez que se hagan consultas por mail, se fijará tiempo de respuesta y aprobación.



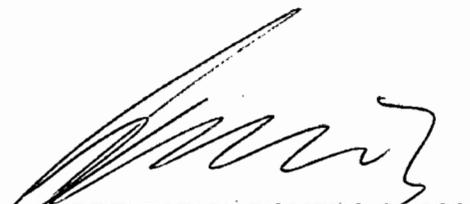
COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Sobre la carta de ejecución de obras en puntos de conexión, se discute de nuevo la pertinencia de la comunicación teniendo en cuenta que ya se han realizado acercamientos con Electrocosta y Cedemar para dar solución a las conexiones al STN de Chinú y Jamonino. Se acuerda enviar nueva propuesta de comunicación y hacer votación vía mail de si se envía o no la comunicación.

6 VARIOS

7 TAREAS PENDIENTES

TAREA	OBJETO	RESPONSABLE	FECHA
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	Recordar los compromisos asumidos	UPME	
2. Enviar acta número 74.	Para comentarios del CAPT	UPME	
3. Enviar el documento de la versión preliminar del Plan	para Análisis y comentarios del CAPT	UPME-	
4. Realizar votación virtual para definir envío de la carta a CREG sobre señales de expansión STN-STR		UPME	
5. Revisión y ajuste del documento "Procedimiento para el manejo del inventario de activos".	para Análisis y comentarios del CAPT	UPME	Septiembre



ANDREI FABIAN ROMERO GRASS
Presidente



ALBERTO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
Secretario