



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISION ACTA N° 67

Fecha: Agosto 18 de 2006
Hora: 9:00 a.m.
Lugar: Oficinas UPME

Héctor Alberto Ruiz	EEPPM	Principal
Maria Gladys Rodríguez	CODENSA	Suplente
Leslie Mier	CORELCA	Suplente
Rodrigo Céspedes	ESSA	Principal
Hugo Dueñas	EMCALI	Suplente
Héctor González	DIACO	Suplente
José Vicente Gómez	OXY	Suplente
Héctor Bello	CERROMATOSO	Principal
Enrique Ayobi	EEB	Principal
Andrés Villegas	ISA	Principal
Edgar Duran	ISA	Suplente
Guido Escobar	EPSA	Principal
Gustavo Velandia	EPSA	
Ramón León	XM - CND	
Denice Romero	UPME	
Javier Martínez	UPME	
Jaime Orjuela	UPME	
José Vicente Dulce	UPME	
Luis Carlos Romero	UPME	

1 VERIFICACION DEL QUÓRUM

CERROMATOSO	X	ISA	X	EEPPM	X	CORELCA	X
OXY	X	EEB	X	EMCALI	X	ESSA	X
DIACO	X	EPSA	X	CODENSA	X		

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

2 LECTURA Y APROBACIÓN DE ACTAS

Se aprueba el Acta No. 66 con los comentarios enviados.





COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

3 REVISIÓN DE TAREAS PENDIENTES

TAREA	RESPONSABLE		COMENTARIOS
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	UPME	✓	
2. Enviar acta número 66.	UPME	✓	
3. Preparar borrador de documento seguimiento a pérdidas	XM		Para reunión 68 del CAPT
4. Reenviar respuesta de XM sobre grupo de trabajo para elaborar proyecciones regionales de demanda	EPSA		La UPME enviará copia
5. Enviar acta 65 con comentarios incluidos	UPME	✓	
6. Enviar versión definitiva de carta a CREG sobre activos que superan condiciones de diseño	UPME	✓	
7. Enviar comunicación a CREG sobre activos que superan condiciones de diseño	EPSA - UPME	✓	

4 COMENTARIOS A LA VERSIÓN PRELIMINAR DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2006 – 2020

A continuación se enumeran los comentarios realizados por el Comité (que fueron oficializados ante la UPME mediante radicado número 2006-126-060676-2 de agosto 25 de 2006)

Generación

- 1) El plan identifica la necesidad de capacidad adicional de generación hacia el 2009 de 170 MW; consideramos importante que el Gobierno provea señales adecuadas para garantizar su desarrollo. Adicionalmente, en el plan se informa sobre la capacidad declarada de TERMOFLORES (cierre de ciclos abiertos) de 160 MW. Dado que el proyecto se plantea como una intención, no puede asumirse que esa planta será la que cubra la capacidad requerida en el 2009. Debe quedar claro que los 170 MW requeridos no son adicionales a los que proveería TERMOFLORES, pero que la entrada de esta planta, en caso de ser cierto, daría respuesta a este requerimiento.
- 2) Se hace necesario destacar los análisis de la disponibilidad de gas, y la capacidad de transporte requerido, de modo que sea posible atender las necesidades del plan de expansión. Aunque en el Capítulo 2 se incluyen las gráficas de producción y demanda, se solicita ampliar las explicaciones con respecto a la disponibilidad y su impacto en el plan. Con respecto al transporte de gas, es necesario que se enfice en la experiencia que se ha tenido en relación con la modalidad existente para la ampliación en el transporte vía contratos, cuyas dificultades pueden presentarse a futuro. Se propone la modalidad existente para el Transporte de Energía.
- 3) A la fecha se está discutiendo el nuevo esquema de cargo por capacidad. Siendo esta una variable relevante en la construcción del precio de bolsa, aunque sería deseable poder evaluar su impacto, es claro que existe incertidumbre sobre el esquema definitivo, lo cual dificulta poder medir





Libertad y Orden

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

su efecto. Sin embargo, lo que si puede considerarse como factor de sensibilidad son los valores de los mínimos operativos.

- 4) En el Plan de Expansión de Referencia 2005 - 2019 se hacía referencia al retiro de PARAÍSO – GUACA. Desde el punto de vista de generación, sería conveniente evaluar el impacto de su retiro, consideración que sí se ha hecho en el caso de la transmisión.
- 5) Con relación a los escenarios considerados en el Plan, valdría la pena incluir como variable relevante el efecto del carbón, especialmente por el incremento en el precio de este recurso.
- 6) Si existen plantas que están al final de su vida útil, y existe alguna inminencia de retiro, valdría la pena que se incluyera en el plan información confiable al respecto por parte de las empresas. Si no se considera retiro de generación, el comentario debe quedar explícito en el plan.
- 7) Analizando los resultados de las simulaciones realizadas, se encuentran resultados muy similares entre los escenarios expansionista y continuista (a pesar de que el primero incluye de forma adicional la interconexión con América Central); se solicita clarificar las diferencias entre ellos y las razones que estén llevando a la similitud en los resultados encontrados.
- 8) Dada la importancia que representa como variable, conocer la disponibilidad de gas para generación para efectos de la evaluación del plan. Se ve conveniente solicitar a ECOPEPETROL que informe los porcentajes de gas que estarían disponibles para atender la capacidad de generación (y confirmar si se limita a los valores presentados para Gibraltar).

Demanda y pérdidas

- 9) Al revisar la información en el Plan, encontramos inconsistencias en la correlación entre las proyecciones de demanda y energía, y las reducciones que se presentan por períodos de cuatro años. Aunque parte de la explicación puede estar en el efecto de los años bisiestos, vale la pena analizar el tema.
- 10) Los datos suministrados de factores de potencia para algunas subestaciones no coinciden con los suministrados por las empresas en la información de planeamiento detallada y estándar. Esta información es muy relevante en el proceso de identificación de necesidades.

Transmisión

- 11) Se solicita precisar los años que se consideran en los períodos de corto, mediano y largo plazo.
- 12) De manera general, para el área Centro se identifican en el largo plazo requerimientos de capacidad de transformación en LA GUACA. Se aclara por parte de la empresa relacionada que estas necesidades responden a requerimientos de TOLIMA más que de la zona Centro propiamente dicha. Consideramos conveniente revisar el análisis para esta zona.
- 13) Con la expansión reportada por el OR para el corto y mediano plazo, se tiene aún identificadas necesidades adicionales en el área de Bogotá, para lo cual se deben plantear soluciones.

Como alternativa de expansión de Bogotá en el largo plazo, se plantea una opción adicional que considera la conexión de PRIMAVERA – Nueva Subestación 500 kV y BACATÁ – Nueva Subestación 500 kV. Igualmente se insiste en la necesidad de incorporar análisis de confiabilidad





COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

y vulnerabilidad para el área a la disponibilidad de líneas a 500 kV y la disponibilidad de la generación conectada en el área.

- 14) Con el fin de poder disponer de información más confiable y precisa, ISA revisó y ajustó las cifras y criterios considerados inicialmente para el cambio de los equipos de SAN CARLOS y CHIVOR que exceden los criterios de diseño. Como resultado de los análisis realizados, el valor estimado para alcanzar en la subestación SAN CARLOS una capacidad de cortocircuito de 63 kA, es de 15.3 millones de dólares, en tanto que la inversión requerida en la subestación CHIVOR para alcanzar una capacidad de cortocircuito de 40 kA es de 9.0 millones de dólares.

Para ambas subestaciones se tiene un tiempo estimado de 18 a 20 meses para realizar el diseño, contratación, desmontaje, montaje, pruebas y puesta en servicio de los equipos en esta subestación. Se advierte que durante el desmontaje y montaje de los equipos las subestaciones deberán estar por fuera de servicio por varias semanas, en especial cuando se esté reforzando la malla de tierra. Para el cambio de los barrajes, y teniendo en cuenta las configuraciones de las subestaciones, se deberán coordinar los trabajos para tener operando las subestaciones, al menos en modo degradado, para asegurar la prestación del servicio.

Con respecto a las soluciones asociadas al nivel de cortocircuito en SAN CARLOS y en CHIVOR, es necesario considerar las implicaciones que el cambio de equipos de estas subestaciones tendrá en la operación del Sistema, dado que, de acuerdo con lo reportado por ISA, durante la ejecución de los proyectos de cambios de equipos se tendrá indisponibles parte de los activos conectados a las subestaciones. Para el efecto, se propone definir un Plan de Acción que asegure la coordinación técnica y operativa requerida, teniendo en cuenta todas las consideraciones necesarias, como es el riesgo al que están, y estarán expuestos en el corto plazo, los equipos de estas subestaciones, así como la imposibilidad de realizar los trabajos simultáneamente en dichas subestaciones, dada la importancia que éstas representan para el sistema.

- 15) Solicitamos validar la holgura identificada en PORCE III con la entrada en operación de la generación y la transmisión pues se considera que es menor a la presentada en el texto.
- 16) Finalmente, debemos destacar que progresivamente vienen apareciendo más restricciones en el sistema, que requieren una adecuada coordinación entre la planeación y expansión de los STR y el STN y/o conllevan a la realización de obras de expansión en los STR y/o SDL. Se requiere establecer señales regulatorias adecuadas a los Operadores de Red para que se garantice la ejecución de los proyectos de expansión en STR y/o SDL, que hoy representan una limitación e implican generaciones de seguridad.

5 VARIOS

Se comentó que el grupo de trabajo de la UPME y XM ya comenzó labores para la revisión de la metodología de elaboración de las proyecciones de demanda a nivel nacional y regional. Al respecto se mencionó que se han programado varias reuniones y se definió el cronograma de trabajo.






COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

6 TAREAS PENDIENTES

TAREA	OBJETO	RESPONSABLE	FECHA
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	Recordar los compromisos asumidos	UPME	
2. Enviar acta número 67.	Para comentarios del CAPT	UPME	
3. Preparar y enviar comunicación a la UPME con comentarios del CAPT sobre el Plan		ISA - EPSA	
4. Reenviar respuesta de XM sobre grupo de trabajo para elaborar proyecciones regionales de demanda		UPME	
5. Enviar comentarios del CAPT, sobre el Plan de Expansión, a la CREG		CAPT	
6. Preparar borrador de documento seguimiento a pérdidas		XM	


GUIDO JOSÉ ESCOBAR MAYOR
Presidente


JAIRO PEDRAZA CASTAÑEDA
Secretario (E)

