

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISION ACTA N° 81

Fecha: Mayo 30 de 2008
 Hora: 9:00 a.m.
 Lugar: Oficinas UPME

Ismael Suescún	EEPPM	Principal
Luis Bernardo Gómez	EEPPM	Suplente
Diego Montoya	EEPPM	Invitado
Andrei Romero	CODENSA	Suplente
Pedro Almario	CODENSA	Invitado
Gerardo Gentil Obregón	GECELCA	Principal
Leslie Mier	GECELCA	Suplente
Jorge Eliécer Suarez	EBSA	Principal
Omar Gutiérrez López	EBSA	Suplente
Andres Rodriguez	DIACO	Principal
Hector D Bello	CERROMATOSO	Suplente
Humberto Montaña	EEB	Suplente
Andres Villegas	ISA	Principal
Patricia Gallego	ISA	Invitado
Gustavo Velandia	EPSA	Principal
Guido Escobar	EPSA	Suplente
Hector Enrique Peña	EMCALI	Suplente
Mauricio Mañosca	MME	
Jorge Enrique Gomez	XM - CND	
Héctor Bonilla	XM - LAC	
Alirio delmar Fonseca	UPME	
Jairo Pedraza	UPME	
Francisco Toro	UPME	
Francisco Gafaro	UPME	
Javier Martinez	UPME	
Andrea Rojas	UPME	
Raúl Gil	UPME	

1 VERIFICACION DEL QUÓRUM

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

ACTA N° 81



2220601 FAX: 2219537

Carrera 50 No 26 - 20, Bogotá D.C., Colombia.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

	EBSA	✓
--	------	---

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

2 CAMBIO EN LA AGENDA PROPUESTA

Teniendo en cuenta que la presentación sobre el alcance de las tareas definidas para el grupo de trabajo Consolidación Planes de Expansión de los OR del CNO no puede ser llevada a cabo, dadas las dificultades del Secretario del CNO para asistir a la reunión, se solicita modificar la agenda propuesta para este comité. El plan de trabajo propuesto y aprobado es:

1. Verificación de quórum
2. Presentación proyecciones de demanda: definición de escenario base para estudios del Plan de Expansión Marzo 2008: UPME
3. Presentaciones Planes de Expansión de los ORs: EPM-EPISA-EMCALI
4. Discusión y aprobación propuesta para el procedimiento del manejo del inventario de activos del STN: CAPT
5. Análisis de regulación aplicable STN-STR: ISA-Grupo de Trabajo
6. Informe de seguimiento convocatorias públicas: UPME
7. Varios

3 PRESENTACIÓN PROYECCIONES DE DEMANDA MARZO DE 2008:

Las proyecciones de crecimiento de la demanda de potencia y energía de marzo fueron elaboradas por la UPME teniendo en cuenta la última información macroeconómica disponible (diciembre del 2007). Los aspectos mas destacados de la presentación se resumen a continuación:

- La utilización de métodos econométricos y de series de tiempo para el cálculo de las proyecciones de demanda de energía eléctrica nacional han mostrado buenos resultados; la demanda efectivamente ocurrida se ha mantenido dentro de los límites de confianza de las proyecciones, aunque en los estimativos más bajos.
- En el último año, la tasa de crecimiento de la demanda nacional se ha venido reduciendo, en contraste con el buen desempeño económico reportado. Esta baja en la elasticidad de ambas variables es explicable por cambios en la estructura productiva y de hábitos de consumo.
- Se presentan la proyección nacional y las proyecciones regionales, considerando un horizonte de corto plazo (2 años) y uno de largo plazo (entre 2 -18 años):

Para el horizonte de corto plazo se utilizaron proyecciones con series de tiempo, las cuales pretenden extrapolar el comportamiento de la demanda histórica hacia el futuro. Este método pierde la confiabilidad por encima de los 2 años. Se utiliza resolución mensual.

Para el horizonte de largo plazo se utilizan proyecciones econométricas. Se analizan las relaciones entre las ventas de energía, PIB total, PIB sectorial e índices de precios. Posteriormente se proyectan estos valores hacia el futuro.

- Durante los próximos quince años se prevé una reducción progresiva de la tasa de crecimiento de demanda de energía eléctrica de 4% a 3%. Para el mismo periodo, se prevé un cambio en la participación de los sectores económicos dentro de la demanda de energía eléctrica, se



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

estima que el sector residencial pierda participación en el total nacional de 39% a 30%, mientras el comercial aumente su participación de 19% a 31%.

- Las proyecciones de demanda regionales siguen la misma metodología de las proyecciones nacionales. Las variables macroeconómicas y poblacionales se han mostrado como sus importantes determinantes. Se identifica una relación positiva entre la población de cada departamento y el consumo..
- El crecimiento proyectado de la demanda de energía eléctrica regional muestran grandes disparidades entre regiones; lo anterior es consecuencia de las diferencias en el crecimiento económico y poblacional entre las regiones. Se prevé que en los próximos diez años la región de Centro –que incluye a Bogotá– “jalone” la demanda nacional (expectativa de crecimiento del 8%).

A partir de esta última conclusión y de los comentarios realizados, se propone revisar con CODENSA las proyecciones de crecimiento en el área de Bogotá. Esta revisión hace parte del plan de reuniones que anualmente realiza la Unidad con cada uno de los operadores de red y que con CODENSA se llevará a cabo en los próximos meses.

De acuerdo con un estudio adelantado por la Universidad Nacional sobre el cambio de bombillería, se concluye que no se tendrá un efecto significativo en el sistema, en cuanto a reactivos y armónicos, pero si podría traer beneficios sobre reducción de la demanda de energía y del pico de potencia. De acuerdo con las proyecciones de la UPME, se estima que el cambio de la mitad de la bombillería incandescente residencial, implicaría una reducción del 2% de la demanda nacional y un 4% de la potencia nacional en demanda pico. En este sentido se propone, siempre y cuando los tiempos asignados a cumplir con los compromisos y objetivos fundamentales del comité lo permitan, hacer una presentación del estudio que sobre el tema llevaron a cabo la UPME y la Universidad Nacional. La UPME enviara enlace para tener acceso a este estudio.

4 PRESENTACIONES PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS OR'S

1. EPM

Como el OR de todo el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica en Antioquia, EPM realiza sus proyecciones de demanda y analiza los nuevos proyectos de generación embebidos en el sistema para determinar el impacto en su infraestructura y definir las obras de expansión necesarias. Se presenta las proyecciones de energía para la región hasta el 2022. La tasa de crecimiento anual proyectada de la demanda de potencia en toda el área es del 2,91%, el cual está por debajo del promedio nacional, este valor es desagregado en Medellín-Área Metropolitana (2,78%) y resto de Antioquia (3,27%). Los valores presentados demuestran una buena coherencia con las proyecciones mostradas por la UPME (debido a que EPM absorbió a EADE, las proyecciones de la demanda para EPM se han visto reducidas). Los proyectos de expansión de generación embebida (conectados al STR y/o SDL) considerados para la elaboración del plan de expansión son:

NOMBRE	MW	TENSION (kV)	AÑO DE ENTRADA
Caruquia	9.9	44	Final 2009
Guaquitas	9.9	44	Final 2009
Santa Rita	1.35	13.2	2009
San Andrés de Cuerquia	48	110	2010: 28 MW; 2011: 20 MW
Mulatos I	8.7	44	2010



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Mulatos II	9	44	2011
Montañitas	19.4	110	2011

Con respecto a la generación, se identifican nuevos proyectos por 106.25 MW.

Teniendo en cuenta las proyecciones de la demanda y la expansión de generación, los requerimientos de expansión en la red de transmisión y distribución en el área de Antioquia, de acuerdo con el plan de EPM, son:

a. Expansión del STN

- **Subestación Guayabal 230 kV**, año de entrada 2014, consiste en la instalación de un autotransformador de 180MVA, 230/110/44kV en la nueva subestación Guayabal 230 kV, el cual es alimentado por una línea en circuito sencillo desde la subestación Ancón Sur. Costo STN: 12.9 millones.

b. Expansión del STR

- **Interconexión Norte Bajo Cauca y Nordeste**, año de entrada 2010-2011, consiste en la construcción de una línea a 110 kV de 27 km para la alimentación de la subestación Segovia a 110 kV, partiendo desde la subestación El Tigre, e interconectando las subestaciones Segovia – Zaragoza a 44 kV, a través de una línea a 44 kV de 37 km de longitud.
- **Subestación Yarumal II y Repotenciación Línea El Salto – Yarumal**, año de entrada 2010, consiste en la construcción de la subestación Yarumal II, 110 / 44 / 13.2 kV. Transformador de 40 MVA. Repotenciación de la línea El Salto – Yarumal a 110kV.
- **Solución al aumento de demanda del sector Poblado en Medellín**, año de entrada 2010, consiste en el aumento de capacidad de transformación, con la instalación de un transformador de 30 MVA, 110/13.2 kV en la subestación Guayabal.
- **Solución al aumento de demanda de Apartadó en Urabá**, año de entrada 2012, consiste en el aumento en la capacidad de transformación, con la instalación de un transformador de 40 MVA, 110/44 kV en la subestación Apartadó.
- **Aumento de Confiabilidad en la Subestación San Jerónimo**, año de entrada 2009, consiste en la eliminación de la conexión en "T" en 110 kV, apertura de línea e instalación de dos bahías de línea y barraje a 110 kV en la subestación San Jerónimo.
- **Normalización de Bahía de Salida a Caucasia en la Subestación Cerromatoso**, año de entrada 2009, consiste en la adquisición de dos seccionadores a 110 kV cada uno para normalizar la bahía de salida a Caucasia en la subestación Cerromatoso con configuración doble barra y seccionador de bypass.
- **Transformadores de Respaldo para Conexión al STN de Playas y Guatapé**, año de entrada 2011. Para cumplir con los nuevos requerimientos de regulación definidos en la resolución del Ministerio 2148 de 2007 y la Resolución CREG 036 de 2008. Consiste en la adquisición de dos transformadores tridevanados de conexión al STN de 90 MVA cada uno como respaldo para las subestaciones Playas y Guatapé.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

2. EPSA

En los últimos años, en el Valle del Cauca, el crecimiento de la demanda de potencia ha registrado un comportamiento diferente al crecimiento de la demanda de energía nacional. Esto debido al notable incremento de la autogeneración y cogeneración en el área. El crecimiento ponderado de la demanda de potencia en los últimos 3 años ha sido de 3.53%, en el último año fue de 5.42%.

Los proyectos de expansión de generación a nivel de STR y/o SDL reportados para el área de EPSA son:

- **Proyectos hidroeléctricos cuenca del río Tulúa**, Central Hidroeléctrica Alto Tuluá con 19,9 MW y Central Hidroeléctrica Bajo Tuluá con 19,9 MW. Las centrales se conectarán a 34.5 kV en la subestación Tulúa.
- **Proyecto de cogeneración del Ingenio PROVIDENCIA S.A.**, capacidad nominal 19.9 MW. Se conectará al STR a través de una línea de 115 kV en circuito sencillo de 10 km de longitud a la subestación Cerrito 115 de propiedad de EPSA. El estudio de conexión ya recibió concepto aprobatorio por parte de la UPME y la entrada del proyecto se espera para noviembre de 2008.
- **Proyecto de cogeneración del Ingenio Mayagüez**, instalación de dos generadores accionados con turbinas de vapor. El primero, con una capacidad de 27 MW y el segundo, con una capacidad máxima de 10 MW. Conexión al STR a través de dos transformadores elevadores 13,2/115 kV de 12,5 MVA y 20 MVA respectivamente, instalados en subestación Mayagüez al interior del Ingenio. El estudio de conexión ya recibió concepto aprobatorio por parte de la UPME.

Los proyectos de expansión en la red de transmisión de EPSA, cuyo concepto aprobatorio ha sido emitido por la UPME son:

- **Proyecto Alto-Bajo Anchicayá**, año de entrada 2009, 90 MVA
- **Nueva subestación Jamundí** 25 MVA (115/13.2 kV)

Así mismo el proyecto de expansión **nueva subestación Palmaseca, 25 MVA (115/34.5 kV)**, se encuentra en estudio por parte de la UPME.

Teniendo en cuenta las proyecciones de crecimiento de la demanda, elaboradas por EPSA, y los proyectos de expansión de la transmisión aprobados y en estudio por parte de la UPME, se realizó un análisis eléctrico en el cuál se encontró que a partir del año 2010 se presentan sobrecargas en los transformadores de conexión al STN. Como solución a los problemas detectados, EPSA presenta las siguientes alternativas de expansión:

- **Alternativa A**
 - 2010: Nueva subestación SUB220 120 MVA 220/115/13.2
 - 2014: Nueva subestación Alferez 300 MVA 500/115/13.2
 - 2016: Ampliación SUB220 en 120 MVA
 - 2016: Repotenciación línea Alferez-Melendez 115 kV (9 Km)
- **Alternativa B**
 - 2010: Nueva subestación SUB220 120 MVA 220/115/13.2
 - 2014: Ampliación San Marcos 450 MVA 500/115/13.2



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

2016: Ampliación SUB220 en 120 MVA
2016: Repotenciación circuito 1 y 2 SUB220-Chipichape 115 kV (6.7 Km)

- **Alternativa C**
2010: Ampliación Pance 90 MVA 220/115/13.2
2012: Nueva subestación SUB220 120 MVA 220/115/13.2
2016: Ampliación San Marcos 450 MVA 500/115/13.2
2016: Ampliación SUB220 en 120 MVA
- **Alternativa D**
2010: Nueva subestación Alferez 120 MVA 220/115/13.2
2012: Nueva subestación SUB220 120 MVA 220/115/13.2
2016: Ampliación San Marcos 450 MVA 500/115/13.2
2016: Ampliación SUB220 en 120 MVA

De acuerdo con los análisis realizados la alternativa B es la que presenta mejores resultados técnico-económicos para el área del Valle del Cauca.

3. EMCALI

Emcali es un OR embebido en EPSA. El crecimiento de la ciudad no ha sido homogéneo, lo cual ha llevado a la necesidad de definir planes específicos por zonas. De acuerdo con la información recolectada y los análisis realizados, algunos transformadores y circuitos de la red de distribución de EMCALI (a nivel de 115 kV) operan a niveles de cargabilidad superiores a los recomendados. Teniendo en cuenta estas consideraciones el plan de expansión de la empresa incluye los siguientes proyectos:

- **Subestación Alferez, 90 MVA 115/34.5/13.2**, año de entrada 2009-2010, con la ejecución del proyecto se espera atender la demanda de la zona de expansión POT Sur estimada en 80.000 clientes. El proyecto de expansión de la subestación Alferez se encuentra actualmente en estudio para su aprobación por parte de la UPME.
- **Solución definitiva Zona Sur (Subestación La Reforma)**, año de entrada 2011-2012, para atender la demanda de la zona suroccidental de la ciudad, liberando carga de la subestación SUR.
- **Ampliación capacidad en S/E Sur**, año de entrada 2013, actualmente se excede el límite operativo recomendado (69%), se prevé la necesidad de ampliar la capacidad en transformación en 28 MVA, para un total de 112 MVA y considerar la alimentación a nivel de 115 kV.
- **Alimentación Subestación Diesel II desde Juanchito**, año de entrada 2014, a demanda del sistema hace necesario contemplar la alimentación al nivel de 115 kV.

Adicionalmente los siguientes proyectos de expansión cuya necesidad depende del desarrollo urbano de la ciudad fueron analizados por EMCALI:

- **Ampliación capacidad instalada en S/E AGUABLANCA**, tercer transformador 42 MVA 115/13.2 kV, depende de la desafectación de los tejidos de Navarro.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- **Ampliación capacidad instalada en GUACHAL**, 115/34.5 kV, depende del desarrollo en la zona de expansión en el sector de CENCAR y sobre la vía al Aeropuerto (zona de conurbanización con Palmira).
- **Nueva subestación sector rural**, 115/13.2 kV 12.5 MVA, año de entrada 2014, depende de las exigencias regulatorias y de la disponibilidad de punto de conexión en nueva S/E EPSA.
- **Ampliación subestación CAMPIÑA**, 12.5 MVA, año de entrada 2009, la demanda actual alcanza valores superiores al 75% de la capacidad instalada en la subestación.

EPSA y EMCALI trabajarán en forma conjunta con el fin de revisar las proyecciones de demanda, buscando dar soluciones integrales.

Comentarios finales:

- La UPME aclara que la información presentada por las empresas sobre la expansión de sus sistemas es diferente a la entregada al inicio del año. Se solicita a las empresas enviar carta con la información actualizada.
- Se llama la atención sobre la Resolución CREG 036 de 2008 y el impacto importante de considerar una tarifa monómica para los niveles 3 y 2, que podrían jalonar fuertemente la curva de potencia en el sistema. Se debe mirar el tema y considerarlo como posibles comentarios a la CREG de la no conveniencia de la aplicación de este criterio.
- Considerando la información a tener en cuenta en el plan de expansión y la importancia de los proyectos relacionados, la UPME analizará quien debe ser el próximo Operador de Red que presente antes el CAPT su plan de expansión.

5 DISCUSION FINAL Y APROBACIÓN DE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO INVENTARIO DE ACTIVOS DEL STN

ISA presentó y sustentó los comentarios realizados al documento "Procedimiento para el manejo de activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) a cargo de la UPME".

Respecto al documento actual se presentan los siguientes comentarios:

- En el numeral 4, con respecto al número de años en operación que debe cumplir un equipo para considerar su retiro del inventario de activos, el CAPT recomienda reemplazar los 25 años propuestos por el tiempo que la regulación contemple como vida útil de los equipos.
- En el numeral 5.1 con respecto al plazo a la UPME para enviar una respuesta acerca de la desagregación de un activo en Unidades Constructivas definitivas para propósitos de la remuneración; la UPME propone que el plazo sea contado a partir de la fecha de recepción completa de la solicitud del agente propietario o representante.
- La UPME propone revisar la redacción en el numeral 5.4 con respecto al retiro de elementos y el concepto de reposición.

Se acuerda incorporar las modificaciones propuestas por la UPME y que esta misma entidad junto con ISA prepare el documento final para enviarlo, tan pronto como sea posible, a la CREG. Igualmente se aprueba el texto de la comunicación que será enviada a la CREG



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

6 REVISIÓN DEL PROCEDIMIENTO E INFORME DE REPORTE OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN AL STN

La UPME presenta los aspectos generales de la propuesta para el "PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACION Y PRESENTACION DEL INFORME DE OPORTUNIDADES DE CONEXION AL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL". El objetivo general de este documento es establecer un procedimiento para la elaboración y presentación de los informes de oportunidades de conexión al STN, de manera que se defina y aclare el alcance de las tareas que al respecto deben ejecutar los Transmisores Nacionales y que en consecuencia se permita a los interesados acceder a la información requerida de forma ágil y oportuna. Este documento considera los procedimientos adoptados por los agentes en los informes entregados en el 2007 sobre oportunidades de conexión. Se aclara que esta información constituye un insumo para la elaboración del plan y que en ningún momento puede reemplazar un estudio de conexión.

La estandarización de este informe es un complemento a la decisión (emitida mediante resolución de la UPME) de adelantar para el 15 de febrero de cada año la entrega del informe de oportunidades de conexión.

El documento y sus formatos anexos serán puestos a consideración de los miembros del comité, a través de la página web del CAPT, de manera que en la próxima reunión se puedan discutir e incorporar los comentarios recibidos.

7 ANALISIS DE REGULACIÓN APLICABLE STN-STR

ISA presenta el plan de trabajo, los temas a analizar, la visión y los acuerdos y compromisos definidos (en una reunión previa llevada a cabo en Medellín el día 22 de mayo) para el grupo de regulación del CAPT. Del grupo también hacen parte la UPME, XM, CODENSA, EEB y EPM.

El grupo se ha constituido con el objetivo principal de analizar los aspectos relacionados con la regulación aplicable a la expansión. Está conformado por cuatro subgrupos que analizan diferentes temas relacionados con el objetivo general. Los subgrupos están organizados de la siguiente forma:

Tema	Responsable
Análisis regulación aplicable STN – STR y señales para la confiabilidad	ISA / EPM
Seguridad y confiabilidad STR	CODENSA / XM
Análisis convergencia de criterios para la expansión y la operación	XM / EEB / UPME
Acceso de usuarios a diferentes niveles de tensión	CODENSA / EPM

Los acuerdos a los que ha llegado el grupo en cuanto a su alcance y resultados esperados son:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Consolidar el trabajo de este grupo en un informe de diagnóstico, el cual deberá ser coordinado con otros comités sectoriales, con el fin de consolidar una posición unificada con relación a la importancia y necesidad de establecer acciones que contribuyan a la confiabilidad integral del sistema.
- Continuar las actividades de este grupo, con reuniones presenciales y virtuales, apoyados en las tareas que cada subgrupo adelantará de manera individual.
- Presentar al CAPT los avances del grupo de trabajo.
- Abordar con prioridad las discrepancias que se presentan entre el informe de restricciones y la expansión del STN, con relación a las obras propuestas para solucionar las limitaciones identificadas en la red.

8 INFORME DE SEGUIMIENTO CONVOCATORIAS PÚBLICAS

La UPME presenta el informe de seguimiento a las convocatorias. Para la UPME-01-2007 (conexión del Proyecto Porce III al STN) ya se evaluó la oferta técnica del interventor. La UPME expidió la resolución 0395 del 20 de mayo de 2008 por la cual se modifica el cronograma de la Convocatoria, fijando como fecha límite para expedición de Adendas el 6 de junio y fecha prevista para presentación de ofertas el 20 de junio. La fecha estimada para la expedición de la resolución CREG que oficializa el IAE es el 15 de agosto de 2008). Se mantiene la fecha esperada de entrada en operación del proyecto en Junio de 2010.

En cuanto a las convocatorias UPME-01 (Bogotá) y UPME-02 (Cartagena) de 2008, se desarrolló el proceso contractual con la UT Gercon – Durán & Osorio para el apoyo a la estructuración de las convocatorias. Se efectuó un primer acercamiento con CODENSA para la definición del área de la subestación Nueva Esperanza. Se realizará la próxima semana reunión con ELECTRICARIBE para solicitar información pertinente para el desarrollo de la subestación El Bosque.

Existe preocupación por la dificultad en el cumplimiento en las fechas de puesta en operación de estos proyectos, dadas las limitantes para la entrega de los equipos, en especial los reactores y la subestación encapsulada. Como parte del alcance del trabajo del consultor contratado, se deberá emitir una recomendación sobre el tema. La misma preocupación le asiste al CAPT y en especial a CODENSA en cuanto a los tiempos de consecución de servidumbres de líneas y la entrega de equipos críticos como son los transformadores y los reactores, para el proyecto de la subestación Nueva Esperanza y Obras asociadas.

9 VARIOS

Cálculo de pérdidas en el STN:

De acuerdo a lo convenido en la reunión No. 79 del CAPT, el LAC presenta la incorporación, en su portal de información, de una metodología alternativa para el cálculo de las pérdidas del STN. Esta metodología es compatible con las utilizadas en otros países y por lo tanto permite hacer una comparación directa de los niveles de pérdidas a nivel de sistemas de transmisión nacionales.

Metodología de evaluación de beneficios para los proyectos de generación (asignación energía en firme):

La UPME informa a los miembros del comité que en los próximos días pondrá a consideración de todos los interesados el proyecto de la resolución que establece la metodología mediante la cual se



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

determinará la recomendación para la ejecución de los proyectos de expansión de activos remunerados a través de cargos por uso requeridos para la conexión al STN – STR – SDL de las plantas y/o unidades con asignación de Obligación de Energía en Firme.

Plan de trabajo del CAPT:

La UPME solicita modificar el plan de trabajo del CAPT, de manera que los resultados preliminares del Plan de Expansión se presenten en la reunión de septiembre (y no en agosto como se había planteado inicialmente). Esto con el objeto de incluir y analizar el efecto que en la expansión tienen los resultados de las subastas del cargo por confiabilidad. La UPME junto con ISA revisará y adecuará el plan de trabajo considerando la solicitud realizada.

Se plantea la posibilidad de cambiar la fecha de la próxima reunión, ya que esta se cruza con el Congreso Nacional de ANDESCO-SSPD a realizarse en Cartagena.

10 APROBACIÓN DE ACTAS Y REVISIÓN DE TAREAS PENDIENTES

Se aprobó y firmo el acta 80. Se acuerda (inicialmente) la fecha del viernes 27 de Junio para la siguiente reunión del Comité.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

TAREA	OBJETO	RESPONSABLE	FECHA
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	Recordar los compromisos asumidos	UPME	
2. Enviar Acta No. 81.	Para comentarios del CAPT	UPME	
3. Incorporar comentarios finales al documento Procedimiento para Manejo del Inventario de Activos del STN.	Documento final para envío a CREG	UPME-ISA	
4. Enviar carta de presentación y Documento Procedimiento para Manejo del Inventario de Activos del STN a la CREG.	Poner a consideración de la CREG	UPME	
5. Publicar en la página web del CAPT el Procedimiento para la Elaboración y Presentación de las Oportunidades de Conexión al STN.	Para comentarios del CAPT	UPME	
6. Recepción de Comentarios al Procedimiento para la Elaboración y Presentación de las Oportunidades de Conexión al STN.	Para comentarios en el próximo CAPT	CAPT	
7. Coordinar presentación de ORs para la próxima reunión del CAPT.	Presentar ante el CAPT los planes de expansión de los OR seleccionados	UPME	
8. Enviar a los miembros del CAPT copia del proyecto de resolución que establece la metodología para la recomendación de expansión relacionada con la conexión de las plantas y/o unidades con asignación de Obligación de Energía en Firme.	Comentarios al proyecto de resolución por parte de los miembros interesados	UPME	

Andrés Villegas Ramelli

ANDRES VILLEGAS RAMELLI
Presidente

Jairo Pedraza Castañeda

JAIRO PEDRAZA CASTAÑEDA
Secretario

