

**COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION  
ACTA N° 47**

Fecha :	Marzo 26 de 2004
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

Enrique Ayobi	EEB	Principal
Héctor Alberto Ruiz	EEPPM	Principal
Marco Aurelio Posada	EEPPM	Suplente
Fernando Mejía Candelo	EMCALI	Suplente
Edgar Durán	ISA	Suplente
Gonzalo Contreras	DIACO	Principal
Guido José Escobar	EPSA	Principal
Héctor Daniel Bello	CERROMATOSO	Principal
Maria Gladys Rodríguez	CODENSA	Suplente
Fernando Gutiérrez M.	EMGESA	Principal
Héctor Morales	OXY	Principal
Maria Nohemí Arboleda	CND	
Silvia Elena Cossio	CND	
Carlos D. Vanegas	CND	
Juan Diego Gómez	CND	
Carlos Arturo Flórez	UPME	
José Vicente Dulce	UPME	
Juan Carlos Posada	UPME	
Claudia C. Estrada	UPME	
Denice J. Romero L	UPME	

La UPME informa que de acuerdo con la aplicación que hizo de la resolución CREG 085 de 2002, el CAPT queda conformado para el año 2004 por las empresas ISA, EEB y EPSA como transmisores, EEPPM, CODENSA y EMCALI como comercializadores, CERROMATOSO, DIACO y OXY como grandes consumidores, EMGESA como representante de los Generadores y ESSA como representante de los distribuidores. El Doctor Carlos Arturo Flórez Piedrahita, Director General de la UPME, instala el Comité saludando a los asistentes y verificando que hay quórum decisorio

**VERIFICACION DEL QUÓRUM**

CERROMATOSO	X	ISA	X	EEPPM	X	EMGESA	X	ESSA		CND	X
DIACO		X	EEB	X	CODENSA	X					
OXY		X	EPSA	X	EMCALI	X					

Una vez verificada la asistencia, se encuentra que hay quórum decisorio.

**1 ORDEN DEL DÍA**

El CND menciona que el punto de la agenda "Metodología para el análisis de Restricciones" no se va a llevar a cabo en esta reunión y que en su reemplazo se presentará el análisis sobre el refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador. Adicionalmente, solicita modificar el orden del día teniendo en cuenta que están presentes en la reunión los siguientes funcionarios de TRANSELECTRIC (Ecuador).

Dr. Jorge Brito                      Presidente TRANSELECTRIC



Dr. Marcelo Sánchez Vicepresidente Administrativo y Financiero TRANSELECTRIC

El presidente de TRANSELECTRIC hace un llamado en el sentido que los Presidentes de Ecuador y Colombia han firmado un convenio para que entre en operación el refuerzo de la interconexión en el cuarto trimestre del año 2005.

## 2 INFORME DE ACTIVIDADES 2003

El presidente del CAPT, realiza la presentación sobre las actividades realizadas durante el año 2003, las cuales se muestran a continuación:

TEMA	ACTIVIDAD	PENDIENTE	FECHA
Plan de Expansión	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Se gestionó ante el MME y la CREG la agilización correspondiente a la entrada de los proyectos de 500 kV.</li> <li>b) La UPME presentó el Plan de Expansión Preliminar 2003 – 2012.</li> <li>c) Se presentaron los comentarios por parte del CAPT y algunos agentes al Plan de Expansión lo que generó un estudio y respuesta por parte de la UPME, a dichas inquietudes.</li> <li>d) Se trabajó en la metodología para el análisis de las interconexiones internacionales</li> </ul>	En la versión final del plan se debe incluir un análisis de las obras identificadas por el CND para eliminar restricciones.	01-01-04
2. Seguimiento e informe trimestral de Restricciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Invitación permanente al CND para participar en las reuniones del CAPT.</li> <li>b) Se envió comunicación y se invitó a la CREG para la remuneración y cambio de los CTs de la línea Guaca – La Mesa y evitar así restricciones por estos equipos.</li> <li>c) Se presentaron por parte del CND los informes sobre restricciones.</li> <li>d) Se iniciaron por parte del CND análisis de proyecciones de potencia regional y algunas recomendaciones.</li> </ul>		
3. Seguimiento a las pérdidas del STN.	Presentación por parte del CND y la UPME a la evolución de las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional.	Se le pide al CND un análisis de las causas de aumento en las pérdidas del STN.	

## 3 PRESENTACIÓN SOBRE EL REFUERZO DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA - ECUADOR

ISA hace la presentación sobre los análisis eléctricos de las alternativas para el refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador, se anexa la presentación. Entre los puntos más importantes se menciona:

➤ Los análisis energéticos muestran que si la capacidad del enlace se aumenta a 350 MW existe una probabilidad del 72 % que se den transferencias superiores a 200 MW y de 40% que las



transferencias sean superiores a 300 MW. Adicionalmente, se muestra que con un enlace de 450 MW la probabilidad de que se den transferencias superiores a 400 MW es de 0%. Por lo anterior se recomienda aumentar la capacidad de transferencias hasta 350 MW.

➤ La capacidad actual de exportación de Colombia está limitada por la línea San Bernardino (Popayán) - Jamondino (Pasto), la cual se encuentra al máximo de su capacidad operativa por razones de tensión y estabilidad.

➤ Para superar los 250 MW de exportación se requieren obras adicionales, las cuales dependerán de la capacidad final que se desee obtener.

➤ Se plantean varias alternativas entre ellas:

1. Cambiar la interconexión existente Pasto – Ipiales – Tulcán 138 kV a 230 kV; MUS\$ 25.9 de 2002.
2. Tercer circuito San Bernardino – Jamondino y Tercer circuito Jamondino – Pomasqui; MUS\$ 53.6 de 2002.
3. Doble circuito Jamondino – Betania y doble circuito Jamondino – Pomasqui ; MUS\$ 108.6 de 2002.
4. Un circuito San Marcos – Pomasqui 500 kV; MUS\$ 201.4 de 2002.

➤ De acuerdo con los análisis realizados ISA propone como mejor alternativa la construcción del tercer circuito San Bernardino – Jamondino y Tercer circuito Jamondino – Pomasqui. Esta alternativa requiere adicionalmente una compensación reactiva de 25 Mvar en Pomasqui y la repotenciación de las líneas San Marcos – Yumbo y San Marcos – Juanchito.

De otro lado la alternativa propuesta puede llevarse a cabo en torres de doble circuito con el fin de permitir en un futuro la ampliación de la capacidad de la interconexión.

➤ ISA menciona que se debe continuar con los análisis complementarios para evaluar la viabilidad del proyecto bajo el esquema de TIES. Adicionalmente, coordinar acciones con los entes planificadores para incluir el proyecto en los Planes de Expansión.

La UPME menciona que ha realizado análisis eléctricos preliminares sobre el refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador, los cuales muestran que solo es posible aumentar la capacidad de transferencias mediante la construcción de refuerzos en el lado de Colombia, para lo cual considero las siguientes alternativas:

➤ Tercer circuito San Bernardino – Jamondino – Pomasqui 230 kV, MUS\$ 52.7 de 2002.

➤ Un circuito Betania – Altamira – Mocoa – Jamondino – Pomasqui 230 kV. Esta alternativa considera que la línea Mocoa – Jamondino es una línea existente a 230 kV pero energizada a 115 kV, el costo aproximado de esta alternativa es MU\$ 70.8 de 2002. Esta alternativa permitiría:

1. Atender la demanda de Huila y Caquetá de manera confiable. Desarrollar los recursos hidráulicos en el Caquetá (4700 GWh al año).
3. Reforzar las exportaciones hacia Ecuador.
4. Interconectar la zona de Sucumbios (Ecuador) la cual tiene una demanda proyectada de 80 GWh para el año 2006 y que actualmente se encuentra alimentada por plantas de generación a DIESEL y por una red de 69 kV de Ecuador.



5. Aportar al Plan de Acción de la zona de integración fronteriza Colombia – Ecuatoriana.
6. Desarrollar la zona petrolera de Putumayo y Sucumbios, la cual actualmente presenta grandes problemas de conflicto social.
7. Va en la línea de los objetivos propuestos por el IRSA (Integración de la infraestructura regional en América del Sur), en el sentido de desarrollar el eje Amazónico.

La UPME menciona que como parte del ejercicio de Plan de Expansión de este año se profundizará en las alternativas de refuerzo para la interconexión Colombia – Ecuador.

El CND realiza la presentación de los análisis energéticos y la evaluación económica del refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador, se anexa la presentación. Entre los puntos más importantes se menciona:

- Con la interconexión existente Colombia – Ecuador, con capacidad de 250 MW, se presentó una facturación de 108 millones de US dólares en Colombia y 2.5 millones de US dólares en Ecuador, por concepto de las transferencias de energía eléctrica. De lo facturado en Colombia 60 millones correspondieron a rentas de congestión, recursos que se asignan en un 20% para aliviar restricciones eléctricas y 80% para el fondo de energía social.
- El factor de utilización en términos anuales de la línea Jamondino – Pomasqui fue alrededor del 70%.
- Los análisis energéticos se realizaron para tres casos, el primero de ellos contempla la información oficial de los planes de expansión de generación de los dos países, el segundo incluye una sensibilidad al plan de expansión de generación en Ecuador y el tercero hace una sensibilidad al plan de expansión de generación en Colombia, con entrada de 1000 MW adicionales durante los años 2007 y 2008.
- Para Colombia se utiliza el escenario medio de proyección de demanda de energía de Noviembre de 2003. Para Ecuador, también se emplea el escenario medio de proyección de demanda.
- Los resultados muestran que las transferencias hacia Ecuador dependen de la fecha de entrada en operación de proyectos de generación tanto en Colombia como en Ecuador, ya que si se aplaza la fecha de entrada de los proyectos de generación en Ecuador, el aumento de los intercambios se prolongaría aproximadamente tres años más que en el caso 1. De igual forma, si se presenta una entrada adicional de 1000 MW de proyectos de generación en Colombia los intercambios pasarían de un promedio de 250 GWh durante tres años en el caso 1 a intercambios de un promedio de 400 GWh durante tres años.
- La evaluación económica muestra beneficios de 50.6 MUS\$, 75.8 MUS\$ y 120.7 MUS\$ para los casos 1, 2 y 3 respectivamente. La inversión para las dos alternativas planteadas es de 72 MUS\$ y 82.3 MUS\$. Es importante mencionar que en el caso de los beneficios estos son obtenidos solamente para los ocho años del horizonte de planeamiento y que no incluyen la corrección terminal. Por lo tanto, se presentan las anualidades de los beneficios y de la inversión observándose que solo en el caso 1 y con la alternativa 2 la anualidad de los beneficios es inferior a la anualidad de la inversión.
- Como conclusión se menciona que el refuerzo de la interconexión es beneficioso para los dos países, permitiendo la consolidación del mercado eléctrico de la región andina. Tanto el CND como TRANSELECTRIC hacen énfasis en el urgencia de llevar a cabo el refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador.

La UPME menciona que el refuerzo de la interconexión Colombia – Ecuador debe ser incluido en el Plan de Expansión de la UPME y debe ser llevado a cabo mediante el proceso de Convocatorias



Públicas Internacionales. De otro lado, para aumentar esta capacidad de intercambio entre Colombia y Ecuador es necesario un refuerzo adicional en Colombia que entrará a ser parte del STN y que debe ser llevado a cabo mediante Convocatorias Públicas Internacionales, una vez sea incluido en el Plan de Expansión.

#### **4 PRESENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN GENERACIÓN - TRANSMISIÓN**

La UPME hace la presentación de la metodología para la elaboración del Plan de Expansión Generación – Transmisión, la cual se anexa. Entre los puntos más importantes para el plan de expansión de generación se menciona:

- El horizonte de planeamiento será 2004 – 2008 y 2009 – 2013. Adicionalmente una visión de largo plazo 2014 – 2018.
- Los modelos a emplear para el planeamiento y la operación con sus características principales son el MPODE y el SUPEROLADE.
- Información requerida para los análisis es la correspondiente a caudales, proyecciones de demanda, posibles fechas de entrada de nuevos proyectos de generación, estado actual del sistema de generación y transmisión, costos de combustible y retiro de unidades del sistema.
- Los criterios de confiabilidad empleados en las diferentes simulaciones.
- Esta versión del plan de expansión de generación contemplará los análisis energéticos de tres países, Colombia, Ecuador y Panamá.
- En cuanto a la evaluación económica de las interconexiones internacionales se menciona que éstas deben generar un beneficio neto positivo para los países. Las interconexiones internacionales en el marco de las TIES, esto es intercambios por diferencias de precios de muy corto plazo, deben tener un beneficio positivo en el corto plazo.
- Los beneficios se evalúan para dos condiciones en cada País, condición de exportación y condición de importación. Se presenta el análisis de la metodología considerando uno de los países en condición de exportación y el otro en condición de importación.
- El país en condición de exportación presenta un beneficio neto correspondiente a sumatoria de la pérdida neta del consumidor, al aumento del excedente del productor, el aumento de divisas y las rentas de congestión.
- El país en condición de importación presenta un beneficio neto correspondiente a la sumatoria de la pérdida neta del productor, el aumento del excedente del consumidor y la disminución de divisas en las cuales se incluyen las rentas de congestión.

A continuación se mencionan los puntos más importantes de la metodología para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión:

- Con el fin de dar una visión a largo plazo se llevarán a cabo análisis eléctricos para el año 2018, en el cual se incluirán obras de expansión tanto en transmisión como en generación que sean necesarias para cumplir los criterios de planeamiento. Adicionalmente, se realizarán los análisis eléctricos para el horizonte 2004-2013, comenzando desde el último año 2013.



- Para las interconexiones eléctricas internacionales se realizarán análisis de corto plazo, 2006 – 2008, teniendo en cuenta que los beneficios de las interconexiones se presentan en el muy corto plazo.
- Se presentan los criterios en calidad, confiabilidad y seguridad que se deben cumplir.
- El software que se empleará para los análisis eléctricos es el NEPLAN y el REAL (Confiabilidad probabilística).
- La función objetivo para la evaluación económica es la minimización de los costos de operación, inversión y pérdidas del sistema, con lo cual se reducen o eliminan las restricciones, el costo de confiabilidad y las pérdidas del sistema, mediante obras que representen menores costos.

La UPME enviará el documento con la metodología para la elaboración del Plan de Expansión de Generación – Transmisión para comentarios de los miembros del CAPT.

El CAPT solicita al CND que la entrega del informe “principal” de restricciones se realice antes de junio de cada año y que de igual manera éste sea comentado con la UPME anticipadamente, para que sea tenido en cuenta en los análisis de la Versión Preliminar del Plan de Expansión.

## **5 PRESENTACIÓN PROYECCIONES DE DEMANDA, GAS Y PRECIOS**

La UPME realizó una presentación en donde se incluyó:

- La metodología de proyección de demanda de energía eléctrica.
- Los nuevos escenarios de proyección de electricidad y potencia.
- El seguimiento a la demanda de energía eléctrica para el año 2003.
- La metodología de proyección de gas natural
- El escenario de proyección de demandas de gas natural

Cabe mencionar que los modelos de la UPME se encuentran bien sintonizados ya que el error cometido en la proyección del 2003 fue de tan sólo 136 GWh (-0.3%).

Dentro de los supuestos de la proyección, se cuenta ahora con escenarios de PIB alto, bajo y medio suministrados por Planeación Nacional. Como resultado se puede observar una importante reducción en el escenario alto, que implica en el 2012 una disminución de cerca de 1000 MW en la proyección de la potencia.

Para el primer año, el DNP sólo suministra un valor de PIB. Por esta razón se recurre a la desviación del modelo para construir el túnel de proyección en el primer año.

Sobre las demandas regionales de electricidad se comentó que se están trabajando, pero no se tiene solidez en los resultados. Durante el 2003 se realizó un ejercicio con el apoyo del CND y de los distribuidores. Sin embargo, aún existen algunos vacíos de información. El trabajo con los distribuidores continuará para seguir ajustando los modelos regionales

## **6 ELECCIÓN DEL PRESIDENTE**

Por unanimidad se elige a la Empresa de Energía de Bogotá como Presidente del CAPT.



**7 LECTURA Y APROBACIÓN DE ACTAS**

Se aprueba el acta número 46.

**8 REVISIÓN DE TAREAS PENDIENTES**

TAREA	RESPONSABLE		COMENTARIO
1. Enviar comunicación a la CREG solicitando respuesta a las cartas enviadas.	CERROMATOSO		Pendiente
2. Verificar los nuevos miembros del CAPT	UPME	✓	
3. Enviar las actas N.45 y 46	UPME	✓	
4. Elección del Presidente	CAPT	✓	
5. Enviar la presentación del Plan de Expansión	UPME	✓	
6. Enviar la presentación Informe Trimestral de Restricciones del CND	UPME	✓	
7. Cronograma de actividades.	UPME - CAPT		Parte de la Agenda.
8. Propuesta de metodología del Plan de Expansión	UPME		Parte de la Agenda

**9 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES 2004**

La UPME presenta una propuesta del cronograma de actividades para el año 2004, el cual se presenta a continuación incluidos los comentarios del CAPT.



**CRONOGRAMA PARA EL AÑO 2004**

Tema	Actividad	Resp.	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Plan de Expansión</b>	Escenarios de Proyección de Demanda	Nuevos escenarios	UPME									
		Regionales	UPME									
	Estudio de Costos de racionamiento	Presentación Informe Final	UPME									
	Propuesta Metodología y Criterios para la elaboración del Plan de Expansión Transmisión incluidas las interconexiones eléctricas internacionales	Presentación	UPME									
	Definir Metodología para la elaboración del Plan de Expansión.		CAPT									
	Presentación resultados preliminares Plan de Expansión		UPME									
	Presentación Plan Preliminar		UPME									
Comentarios Plan	CAPT											
Presentación Plan Referencia	UPME											
Presentación sobre Análisis Eléctricos Interconexión Colombia - Panamá	ISA											
<b>Restricciones</b>	Seguimiento	Información a presentar	CND									
	Informe Trimestral	Seguimiento a restricciones	CND									
<b>Pérdidas</b>	Seguimiento informe LAC		UPME - CAPT									
	Comparación resultados Plan de Expansión		UPME									
<b>Regulatorio</b> Análisis Resol.	Potencia Reactiva		CAPT									
	Revisión Unidades Constructivas 220 kV y cargos por uso STN		CAPT									
	Revisión de nuevas resoluciones		CAPT									
	Cálculo del Ingreso de Transportadores		LAC									



**10 VARIOS**

Se programa la próxima reunión del CAPT para el Viernes 23 de Abril de 2004. Los siguientes son los temas a tratar:

Presentación análisis eléctricos Interconexión Colombia – Panamá. ISA  
Definir Metodología para la elaboración del Plan de Expansión Generación – Transmisión. CAPT  
Seguimiento de Pérdidas. UPME.

Análisis sobre propuesta para la eliminación de la exigencia regulatoria en cuanto a impedir que las empresas integradas verticalmente puedan participar en las Convocatorias Públicas Internacionales. EPSA y EEPPM.

El CAPT propone a la Ing. Nohemí Arboleda que le presente el estudio de potencia reactiva realizado por ella y que expuso en días anteriores a los agentes. La Ingeniera queda pendiente de definir una fecha.

El CAPT enviará comunicación a la CREG para que de respuesta a la solicitud sobre el caso de las limitaciones por la capacidad de transporte de las líneas Guaca – La Mesa. EEB enviará a los miembros del comité copia de la comunicación que envió a la CREG sobre este asunto.

**11 INDICADORES DE ASISTENCIA Y ROTACIÓN A LAS REUNIONES DEL CAPT DURANTE EL AÑO 2003.**

La UPME presenta los indicadores de asistencia y rotación a las reuniones del CAPT realizadas durante el año 2003, los cuales se presentan a continuación:

Indicadores de Asistencia:

EMPRESA	NÚMERO DE REUNIONES	% PARTICIPACIÓN POR EMPRESA
CERREJON	7	100,0%
CERROMATOSO	7	100,0%
CHIVOR	5	71,4%
CODENSA	7	100,0%
DIACO	5	71,4%
EEB	7	100,0%
EEPPM	7	100,0%
EMCALI	7	100,0%
EPSA	7	100,0%
ESSA	4	57,1%
ISA	7	100,0%



Indicadores de Rotación:

EMPRESA	NOMBRE	NUMERO DE REUNIONES	% PRATICIPACION MIEMBROS
CERREJON	ALVARO RUEDA	5	71,4%
	ANGELA AGUDELO	2	28,6%
CERROMATOSO	HECTOR DANIEL BELLO	7	100,0%
CHIVOR	FREDDY MARTINEZ	4	57,1%
	NOMA CONSTANZA ZUÑIGA	1	14,3%
CODENSA	ANDREI ROMERO	7	100,0%
	LUIS ENRIQUE SAYAGO	3	42,9%
DIACO	GONZALO CONTRERAS	5	71,4%
EEB	ENRIQUE AYOBÍ	6	85,7%
	VICTOR QUIESUA	3	42,9%
EPPM	HECTOR ALBERTO RUIZ	7	100,0%
	MARCO POSADA	5	71,4%
EMCALI	FERNANDO MEJIA	5	71,4%
	LUIS HERNANDO LOZANO	2	28,6%
EPSA	GUIDO JOSE ESCOBAR	6	85,7%
	CARLOS PIZZA	1	14,3%
ESSA	CARLOS PERALTA	1	14,3%
	JAIME GALINDO	1	14,3%
	WILLIAM QUINTERO	1	14,3%
	REYNALDO PICO	2	28,6%
ISA	EDGAR DURAN	5	71,4%
	HUGO BEDOYA	2	28,6%

De acuerdo con los indicadores se observa que la Empresa de Energía de Santander es la que presenta la asistencia más baja ya que solo asistió a cuatro reuniones de las siete programadas. Adicionalmente, asistió una persona diferente a cada una de las reuniones.

Por lo anterior, el CAPT recomienda enviar una carta a ESSA solicitándole mayor compromiso con el CAPT, teniendo en cuenta que este año fue elegido nuevamente por los distribuidores para que los representen.

## 12 TAREAS PENDIENTES

TAREA	OBJETO	RESPONSABLE	FECHA
1. Enviar comunicación a la CREG solicitando respuesta a las cartas enviadas.	Informar con anticipación sobre los compromisos asumidos.	CERROMATOSO	31-03-04
2. Enviar Los Documentos presentados en la reunión	Para conocimiento del CAPT.	UPME	31-03-04
3. Enviar el acta N.47	Para comentarios del CAPT.	UPME	31-03-04
4. Enviar documento con la metodología para la elaboración del Plan de Expansión.	Para comentarios del CAPT	UPME	31-03-04
5. Elaborar presentación sobre conveniencia de la participación	Para comentarios del CAPT	EPM - EPSA	Por definir



de empresas integradas verticalmente en las Convocatorias para la expansión en Transmisión,			
6. Enviar copia de la carta que envió a la CREG sobre el caso de las líneas Guaca – La Mesa	Para conocimiento del CAPT	EEB	31-03-04
7. Acusar recibo de información enviada por correo electrónico	Verificación al remitente de que la información la recibieron los destinatarios.	CAPT	Permanente

  
**HÉCTOR DANIEL BELLO**  
Presidente

  
**CARLOS ARTURO FLÓREZ PIEDRAHITA**  
Secretario

