

## PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

**PORCE II:** A la fecha se encuentran finalizadas las actividades de la presa y la obra civil en vertedero faltando sólo retoques y acabados en el interior de la caseta de operación. Se iniciaron las actividades de reposición de la compuerta No. 2. Se finalizó la plazoleta de acceso a la caseta de operación de la descarga de fondo, quedando pendiente el vaciado del piso y la instalación de una viga metálica de ésta. De igual manera finalizó la pavimentación de la vía de acceso a la presa y se iniciaron los trabajos de malla de cerramiento, al igual que la construcción de las cunetas de la vía de acceso. El 19 de febrero se inició el llenado del embalse. **FOC: 1ª unidad, abr. 6/2001; 2ª unidad, may. 1/2001 y 3ª unidad, may. 26/2001.**

**MIEL I:** El avance ponderado de su construcción es del 49,46% respecto a un programado del 51,07%. En actividades civiles, en presa continuó colocación del CCR del cual se han vaciado 493.364 m<sup>3</sup> de 1'700.000 m<sup>3</sup> estimado. Con referencia a la bocatoma y túnel de carga continuaron las actividades de colocación de concretos y blindajes de la cámara de compuertas y el concreto de revestimiento de los conductos de distribución. En el pozo de aireación de 151 m, de longitud quedó excavado en su ampliación definitiva a un diámetro de 3,55 m. En la central subterránea, continua la construcción del edificio de control, el área de montajes y el área de las unidades de generación. En el túnel de fuga cuya longitud es de 4,095 m se han excavado en su sección superior o bóveda el 96% y en su sección inferior o banqueo el 46%. Con referencia al montaje de equipos electromecánicos, continuaron las actividades correspondientes al montaje del blindaje de la cámara de compuertas en túnel superior de carga y del blindaje del pozo de la turbina de la unidad 1. En aspectos ambientales continua el desarrollo del PMA en sus diferentes programas y el seguimiento al cumplimiento de las especificaciones ambientales, además se realizaron reuniones informativas y de consulta sobre la gestión ambiental con la comunidad. Hasta el día 28 de febrero de 2001 en el manejo de programas del PMA se había alcanzado un avance del 67%. **FOC: 1ª unidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.**

**SONSÓN II:** En el último mes se alcanzaron los siguientes porcentajes en el proyecto: tubería de presión 100%, casa de máquinas 100%, túnel de conducción 100%, montaje del equipo electromecánico 80%, vías de acceso 100%, subestación eléctrica 98%. No obstante estos altos porcentajes, en el montaje del equipo electromecánico se han tenido algunos retrasos con respecto al cronograma estimado. Por otra parte, se encuentra finalizado el llenado de conducción (tanque de carga, pozo de captación, túnel y tubería de presión) y las correspondientes pruebas hidráulicas. Esta aún pendiente la adquisición del equipo de comunicaciones. **FOC: jun. 1/2001.**

**LA SIERRA C.C.:** Desde el 27 de enero de 2001 se encuentran en operación comercial 450 MW.

**PATICO - LA CABRERA:** Pequeña central hidroeléctrica de 1.4 MW, ubicada en el departamento del Cauca. El avance ponderado es del 73% en obra civil y 30% en actividades relacionadas con el diseño, fabricación, suministro y montaje de los equipos electromecánicos. En cuanto al avance en obra civil se tiene un 80% respecto a la excavación de casa de máquinas, de igual forma se instaló el codo de aspiración. En cuanto a montaje se inició labores en la instalación de compuertas de la presa, rejillas y tabloneros de cierre de las obras civiles construidas. También, se comenzó la construcción del envolvente y el distribuidor. En aspectos ambientales, se adelanta los planes ambiental y social concertado. **FOC: dic. 30/2001.**

**MMA:** Ministerio del Medio Ambiente. **EIA:** Estudio de Impacto Ambiental. **PMA:** Plan de Manejo Ambiental. **DAA:** Diagnóstico Ambiental de Alternativas. **SIN:** Sistema Interconectado Nacional. **CCR:** Concreto Compactado con Rodillo **NA:** No Actualizado. **FOC:** Fecha de Entrada en Operación Comercial.

## COSTO INCREMENTAL OPERATIVO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

	COSTO	\$/KWh
UMBRAL	CRO1	380.8
	CRO2	690.5
	CRO3	1211.0
SEGMENTO 4	CRO4	2398.0
CRO1 (ESTRATO 4)		294.0

Pesos de Febrero 28 de 2001. Rigen durante Marzo de 2001.

**SITUACIÓN DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL	OBSERVACIONES
<i>Térmico a Gas</i>	<i>Efectiva Bruta</i>	<i>Por unidad</i>				
TermoCentro C.C.	285		Nov. 30/2000	Nov. 30/2000	En operación comercial	Ciclo combinado 285 MW.
La Sierra C.C.	182		Ene. 27/2001	Ene. 27/2001	En el momento se encuentran disponibles 450 MW	Ciclo combinado 482 MW.
<i>Hidroeléctrico</i>						
Porce II	393	131	Abr. 06/2001	Ago. 07/2001	Finaliza el llenado del túnel de conducción marzo 12 de 2001	
		131	May. 01/2001	Ago. 31/2001		
		131	May. 26/2001	Sep. 24/2001		
Miel I	375	125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	El avance ponderado de su construcción es del 49,46%.	
		125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002		
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002		
Sonsón II	9.8	9.8	Jun. 1/2001	Jul. 01/2001	Montaje del equipo electromecánico ha presentado retrasos	
Patíco – La Cabrera	1.7	1.7	Dic. 30/2001	Feb. 28/2002	Se desarrolla de manera normal	

(1) **Fecha de Entrada en Operación Comercial (FOC):** Fecha reportada por los promotores del proyecto para la cual esperan declarar en operación comercial la planta.

(2) **Fecha para análisis energético, en el mediano Plazo (FAMP):** Fecha estimada por la UPME para la cual los proyectos entran en operación comercial.

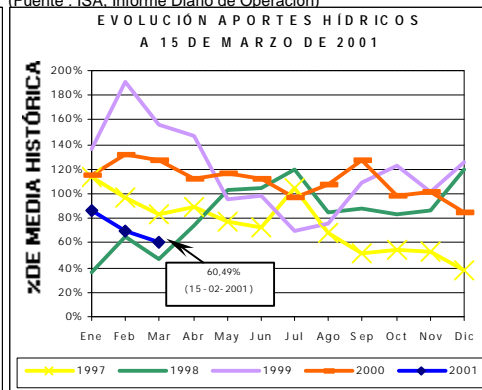
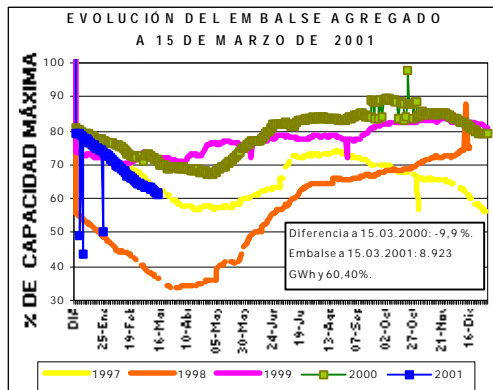
**COMPORTAMIENTO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

VARIABLES	FEBRERO - 01	ENERO - 01	FEBRERO - 00
Reservas Brutas Hídricas GWh	9326,80	10483,93	10575,06
Aportes Hídricos GWh	1179,60	1580,69	2209,92
Capacidad instalada* MW	13047,58	13042,10	11661,59
Demanda de Energía GWh	3321,01	3554,51	3368,97
Demanda Máxima de Potencia MW	7291,00	7213,00	7103,00
Generación			
Hidráulica GWh	2247,56	2501,34	2265,05
Térmica GWh	975,30	913,33	981,64
Menores GWh	77,31	94,53	75,22
Cogeneradores y autoprodutores GWh	21,87	37,06	31,16
Disponibilidad			
Hidráulica MW	7205,56	7381,91	7403,48
Térmica MW	3910,70	3929,47	3541,31

\* Incluye cogeneración y autoprodutores : 64,1 MW, Capacidad instalada a enero de 2001. Fuente: CND-ISA, Informe ejecutivo SIN.

**SEGUIMIENTO A LA EVOLUCIÓN DE LOS APORTES Y EMBALSES AGREGADO**

(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)



CIFRAS ENERGÉTICAS-PERÍODO	
16 febrero 2001 al 15 marzo 2001	
Reservas:	60,4% ↓ 8923 GWh
Aportes acum. mes:	60,5% ↓
Disponibilidad:	
Térmica:	85,29% (aprox.) ↓
Hidráulica:	86,06% (aprox.) ↓
↓: Disminución con relación al informe anterior.	
↑: Aumento con relación al informe anterior.	

**PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME**  
(Las fechas que aquí se enuncian no deben ser consideradas para los análisis energéticos)

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
<b>Térmico de Gas. Capacidad registrada: 1644 MW</b>							
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Jun-05	Flores III Ltda. & Cia. SCA ESP	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
<b>Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW</b>							
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	2
GenerCauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Sep-05	GENERCAUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencional- Cogen.	Cajicá	Cundinamarca	Sin confirmar	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	San Bernardino	Cauca	Sin confirmar	Somos Energía del Cauca S.A.	1
<b>Fuel Oil – Otro Capacidad registrada: 300 MW</b>							
Petrosur	150	Fuel Oil – Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1
<b>Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 7953 MW</b>							
Porce II	393	Turbina Francis	Yolombó (otros)	Antioquia	Feb-01	EEPPM	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Ene-06	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Ene-05	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Ene-09	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene-12	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Ene-14	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
<b>Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 578.9 MW</b>							
Sonsón II	9.8	Turbina Pelton	Sonsón	Antioquia	Abr-01	EADE S.A. E.S.P.	2
Patíco – La Cabrera	1.4	Turbina Francis	Coconuco	Cauca	Dic-01	GENELEC S.A.	2
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Caloto	Cauca	Dic-02	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandro	16.3	Sin Información	Alejandro	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Jun-02	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frio	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucua	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Oct-02	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	23.6	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Sin confirmar	LA HERRADURA S.A. E.S.P.	1
La Planta	3	Turbina axial Cat	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Sin confirmar	Empresa Unipersonal Carlos Fernández S.	1
Río Ambeima	<u>45</u>	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	<u>1</u>
La Vuelta	9.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Sin confirmar	LA VUELTA S.A. E.S.P.	1

Nota: El subrayado indica los cambios o adiciones con relación al informe anterior.

**DESCRIPCIÓN FASES PROYECTOS GENERACIÓN**

**Fase 1.** Proyecto inscrito ante el MMA, posee estudios de prefactibilidad técnica.

**Fase 2.** Tiene factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y EIA. Si es térmico, adelanta estudios y trámites de suministro y transporte de combustible.

**Fase 3.** Firmados los anteriores contratos, el promotor puede empezar la construcción del proyecto.

## ACTUALIDAD EN REGULACIÓN<sup>1</sup>

Como se describió en el pasado informe de seguimiento, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- había emitido la resolución 026 de 2001 con el objetivo de preservar las condiciones de competencia en el vulnerado Sistema Interconectado Nacional.

Sin embargo, dado que los resultados obtenidos no fueron los esperados, la CREG emitió el pasado 13 de marzo la resolución 034 de 2001 con el fin de intentar solucionar los problemas que afronta actualmente el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, ocasionados por los inclementes ataques terroristas a la infraestructura eléctrica y que tienen al sistema fraccionado prácticamente en tres partes y con un mayor riesgo de desatención de la demanda.

Uno de los principales aspectos introducidos por la resolución 034 es la creación de un techo diferenciado por tecnología de generación para el precio con el cual se remunerará la generación de seguridad. Dichos límites consideran los posibles costos variables en que incurriría un generador cuando atiende requerimientos del sistema derivados de las restricciones eléctricas, sin embargo, pueden tener el inconveniente de emplear parte de la información de manera uniforme, desconociendo la situación particular de cada planta o unidad de generación.

En el caso de los generadores térmicos se toman en cuenta las componentes variables de los costos de suministro y transporte del combustible y del costo de operación y mantenimiento, así como el costo de arranque-parada y otros costos variables. Para los generadores hidráulicos se debe construir una curva, función del nivel del embalse, que considera el costo del primer escalón de racionamiento, el precio más alto y el más bajo de la generación térmica de seguridad y la componente de Otros Costos Variables.

Sin duda, esta intervención del mercado logrará disminuir el sobre costo causado por las restricciones del sistema. Es necesario realizar un

seguimiento de la evolución del mercado para observar cuál será su impacto en el precio de bolsa.

Otro aspecto importante de la resolución 034 es la implantación de un pago diferido para las restricciones causadas en el sistema durante febrero y marzo del presente año. Esto constituye un alivio para las empresas comercializadoras.

Finalmente, un aspecto muy positivo de la resolución 034 es que levanta la restricción de confidencialidad que sobre gran parte de la información operativa había impuesto la resolución 026. Sólo se mantiene un manejo confidencial de las ofertas presentadas por los generadores, las cuales se harán públicas con un rezago de 15 días hábiles.

## COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DURANTE EL AÑO 2001

En la figura 1 se muestra el comportamiento de la demanda durante los primeros dos meses del año, como se observa en ésta, el mes de enero presentó un incremento respecto al mes de enero del 2000 en un porcentaje del 2.94%. El mes de febrero tuvo una disminución con respecto al mismo mes del 2000 cuyo orden fue de 1.42%, no obstante esta reducción se debe a que este año no es bisiesto, es decir, esta reducción no implica una disminución del consumo energético del país. Por el contrario, en lo que va corrido de éste año (enero y febrero) se ha presentado un incremento del orden del 0.79%. Como se observa también en la figura el crecimiento de la demanda en los últimos 12 meses es de 1.42%.

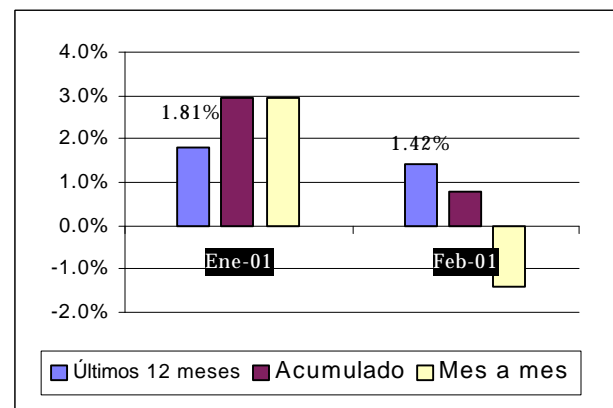


Figura 1. Comportamiento de la demanda de energía 2001.

<sup>1</sup> Resoluciones CREG 034 de 2001.