

## PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

**PORCE II:** El 29 de junio entró en operación comercial la tercera unidad. **FOC:** 1ª unidad, abr. 8/2001; 2ª unidad, may. 6/2001 y 3ª unidad, jun. 29/2001.

**MIEL I:** El avance de su construcción incluyendo obras complementarias y el PMA es del 60.7% correspondientes a avances del 56,3% en la obra civil y montajes del 82,3%.

Las principales actividades desarrolladas en el último mes en el proyecto son:

- En descarga de fondo; terminó el pozo de captación de 30 ml, y continuó la construcción de la estructura de captación.
- En presa; continuó la colocación del CCR del cual se han vaciado 853.727 m<sup>3</sup> de 1'700.000 m<sup>3</sup> estimado.
- En bocatoma, túnel de carga y distribuidores; continuó la construcción de la bocatoma, el revestimiento en concreto del túnel superior de carga y de los conductos de distribución.
- En la central subterránea; continua la construcción del edificio de control, el área de montajes y el área de las unidades de generación. Además se avanza en la construcción de la caverna de oscilación y de transformadores.
- En el túnel de fuga; quedó excavado su sección superior o bóveda y en su sección inferior o banquete se ha excavado el 85%.
- En montaje de equipos electromecánicos; continuó el montaje del disipador de energía en el túnel 2, alcanzando un avance del 93%, y de las válvulas Mariposa y Howell Bungler alcanzándose avances del 52%. Además en la central subterránea se realizaron actividades de montaje del conjunto turbina – generador de la unidad 1 y se realizaron actividades de mecanizado de los anillos del predistribuidor de la unidad de generación 2.
- En aspectos ambientales continua el desarrollo del PMA en sus diferentes programas y el seguimiento al cumplimiento de las especificaciones ambientales para la construcción de la obra. Además se realizaron reuniones informativas y de consulta

sobre la gestión ambiental con la comunidad. **FOC:** 1ª unidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.

**SONSÓN II:** La planta se encuentra aún en pruebas, se esta en el montaje del equipo de telecontrol y comunicación. **FOC:** sep. 15/2001.

**PATICO - LA CABRERA:** El avance ponderado es del 90% en obra civil y 45% en actividades relacionadas con el diseño, fabricación, suministro y montaje de los equipos electromecánicos.

En obra civil se tiene un avance del 95% en la construcción de la casa de máquinas. En el último mes se realizó el montaje de la estructura metálica y del puente grúa. Se dio inicio al montaje de la envolvente y el distribuidor. Se espera para agosto la llegada de la turbina, generador y transformador para comenzar su montaje En sitio de presa se montaron las cuatro compuertas y la rejilla fina. **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	392.7
	CRO2	712.1
	CRO3	1248.7
SEGMENTO 4	CRO4	2472.8
CRO1 (ESTRATO 4)		303.1

Pesos de junio 30 de 2001. Rigen durante julio de 2001.

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

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
	Efectiva Bruta	Por unidad			
Porce II	393	131	Abr. 08/2001	Abr. 08/2001	Entró en operación comercial la planta con un total de 405 MW.
		131	May. 06/2001	May. 06/2001	
		131	Jun 29/2001	Jul. 15/2001	
Miel I	375	125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	El avance ponderado de construcción es del 60.7 %.
		125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002	
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002	
Sonsón II	9.8	9.8	Sep. 01/2001	Oct. 01/2001	Continúa en pruebas
Patico – La Cabrera	1.4	1.4	Dic. 30/2001	Feb. 28/2002	El avance del proyecto es 90% en obra civil y 45% en diseño.

(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.

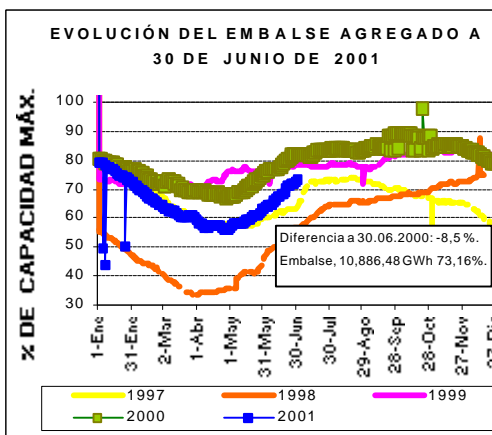
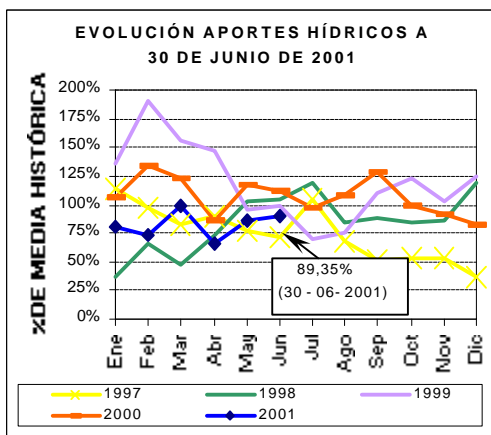
### COMPORTAMIENTO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO

VARIABLES		ENE - 01	FEB - 01	MAR - 01	ABR - 01	MAY - 01	JUN - 01	JUN - 00
Reservas Brutas Hídricas	GWh	10483,93	9326,80	7822,88	8410,57	9445,63	10886,48	11890,88
Aportes Hídricos	GWh	1580,69	1179,60	1988,65	2143,44	4022,33	4440,44	5236,04
Capacidad Efectiva*	MW	13042,10	13047,58	13047,58	13157,58	13038,39	13069,58	12073,16
Demanda Energía	GWh	3554,51	3321,01	3663,95	3492,08	3667,92	3510,36	3473,55
Demanda Máx de Potencia	MW	7213,00	7291,00	7345,00	7356,10	7295,00	7240,00	7103,00
Generación								
Hidráulica	GWh	2501,34	2247,56	2432,76	2297,81	2542,72	2553,18	2651,05
Térmica	GWh	913,33	975,30	1122,46	1103,28	1022,06	837,09	700,46
Menores	GWh	94,53	77,31	96,06	92,77	93,93	109,50	84,88
Cogeneradores y autoprod.	GWh	37,06	21,87	12,03	5,58	10,81	10,81	32,60
Disponibilidad								
Hidráulica	MW	7381,91	7205,56	7250,54	7291,13	7208,40	7145,58	7253,97
Térmica	MW	3929,47	3910,70	3801,11	3830,1	3955,53	3821,08	3465,08
Costo Marginal Promedio	\$/kWh	101,82	249,71	171,85	86,41	53,16	43,84	46,84

\* Incluye cogeneración y autoprodutores : 64,1 MW, Fuente: CND-ISA, Informe ejecutivo SIN. Julio 31/2001

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

(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)



#### CIFRAS ENERGÉTICAS-PERÍODO 1 junio 2001 a 30 junio 2001

Reservas: 63.48% 9445.63 GWh  
Prom. aportes acum: 89,35 %

Disponibilidad:

Térmica: 86.45% (aprox.). ↓  
Hidráulica: 85.27% (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: 1365 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	May-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	Jun-01	EADE S.A. E.S.P.	2
Patoco – La Cabrera	1.4	Turbina Francis	Coconuco	Cauca	Dic-01	GENELEC S.A.	2
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matias - 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
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	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
Cucuana	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	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
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.

## EVOLUCION DE LA OPERACIÓN EN EL 2001

El comportamiento de las principales variables del Sistema de Interconexión Nacional en los primeros seis meses del 2001 fueron.

**Reservas Hídricas:** Se presentó una disminución del 8,5% en las reservas con respecto al primer semestre del año anterior, debido a la finalización del evento frío o niña.

**Aportes:** Los aportes al sistema se situaron en 89,35% de la media histórica, estando por debajo de los aportes ocurridos en el primer semestre del año 2000 que estuvieron en 111,02% de la media histórica.

**Generación:** Se presentó un aumento con respecto al primer semestre del año anterior, este crecimiento fue del 1,93%, dicho incremento se presentó en la generación térmica 13.88% y en la generación de plantas menores 14.46%, mientras que se redujo en la generación de plantas hidráulicas despachadas centralmente en 2.06% y ostensiblemente en la generación de autoprodutores y cogeneradores en 47.38%.

**Capacidad Efectiva:** Con respecto al primer semestre del año anterior, el de éste presenta un aumento situándose en 8.25%, esto debido a la entrada de plantas como: Termosierra y Porce II.

**Costo Marginal Promedio:** En la figura 1, se presenta el costo marginal promedio de redespacho, en esta se observa que en el primer semestre del 2001, este costo presentó una ostensible reducción a partir de la entrada en vigencia de las resoluciones CREG 034, 038 y 098 de 2001, además de que se presentaron la entrada de torres de transmisión hacia finales de este primer semestre.

**Demanda :** En la figura 2 se muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante el primer semestre del 2001. Los aspectos más relevantes fueron:

- El crecimiento de la demanda de energía eléctrica de los últimos doce meses se estima en

1.78%, presentando una disminución con respecto a la acumulada en el mes de mayo que era de 1.85%.

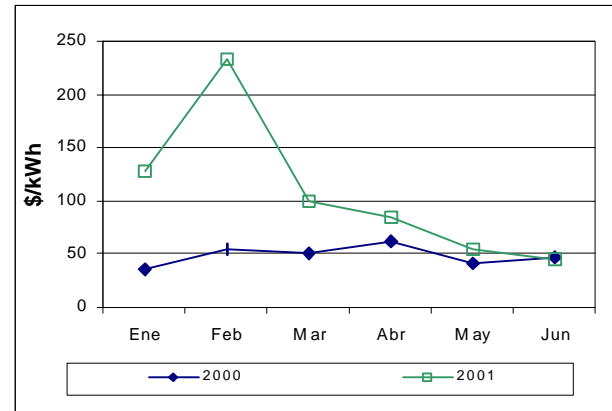


Figura 1. Costo marginal promedio de redespacho

- Durante el mes de junio la demanda presentó un crecimiento del 1.06% con respecto a la ocurrida en el junio del año anterior.
- Comparadas las demandas acumuladas de éste año y la del año anterior, la de éste año presenta un aumento del 1.53%. A pesar de que el año anterior presentó un día más por ser bisiesto.

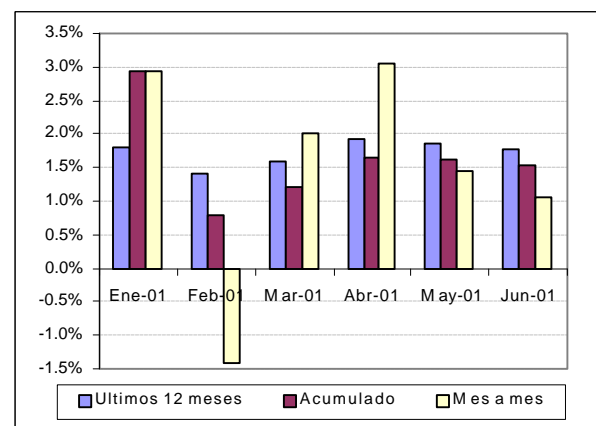


Figura 2. Evolución de la demanda de energía 2001