

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

MIEL I: El avance ponderado de su construcción incluyendo obras complementarias y PMA es del 81.8% correspondiente a avances del 79.2% en obra civil y montajes y del 96.8% en las actividades relacionadas con el diseño, fabricación y suministro de equipos electromecánicos. Los principales avances en el último mes fueron:

- En descarga de fondo; finalizaron las actividades de la construcción de la estructura de captación. Se continuó la construcción de las estructuras de salida de los túneles 1 y 2 de la descarga de fondo.
- En presa; se avanzó en la colocación del CCR del cual se han vaciado 1'421.2731 m³ de 1'700.000 m³ estimado, incluyendo mezcla de pega.
- En bocatoma, túnel de carga y distribuidores; se terminaron las actividades correspondientes al revestimiento en concreto del túnel inferior de carga y de los conductos de distribución. Se avanza en el revestimiento del túnel superior y la construcción de la caseta de compuertas.
- En central subterránea; se continuó con los acabados arquitectónicos en el edificio de control y el área de montajes. Además, se avanza en la construcción de la caverna de oscilación y de transformadores. Por otra parte se desarrollaron trabajos de construcción del pórtico de cables sobre el cual se montó la estructura metálica del puente de cables.
- En túnel de fuga; se desarrollaron actividades de construcción de la solera del túnel .
- En montaje de equipos electromecánicos; continuó el montaje del disipador de energía y del blindaje en el túnel 1. En la central subterránea continuaron las actividades de montaje del conjunto turbina – generador

en las tres unidades de generación y de los sistemas auxiliares como el sistema de enfriamiento, el sistema de drenaje, el sistema de drenaje sanitario y el sistema de aire acondicionado. Además en la caverna de transformadores se avanzó en el montaje de los transformadores de las tres unidades, del transformador de reserva y del elevador.

- En aspectos ambientales continua el desarrollo del PMA y el seguimiento al cumplimiento de las especificaciones ambientales para la construcción de la obra. **FOC: 1ª u nidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.**

PATICO - LA CABRERA: A comienzos del mes se realizaron algunas reuniones con la Empresa Municipal de Energía S.A. E.S.P, y CEDELCA con respecto a la coordinación de protecciones. De igual manera la planta se encuentra en pruebas estimándose que a finales de éste mes entre en operación al sistema de Cedelca. **FOC: ene. 21/2002.**

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	398.2
	CRO2	721.9
	CRO3	1266.1
SEGMENTO 4	CRO4	2507.1
CRO1 (ESTRATO 4)		307.4

Pesos de Diciembre 31 de 2001. Rigen durante el mes de Enero de 2002.

RESUMEN DEL ESTADO DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
	Efectiva Bruta	Por unidad			
Hidroeléctrico					
Miel I	375	125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	El avance ponderado de construcción es del 81.8 %.
		125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002	
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002	
Patoco – La Cabrera	1.4	1.4	Dic. 30/2001	Feb. 28/2002	En pruebas

(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.

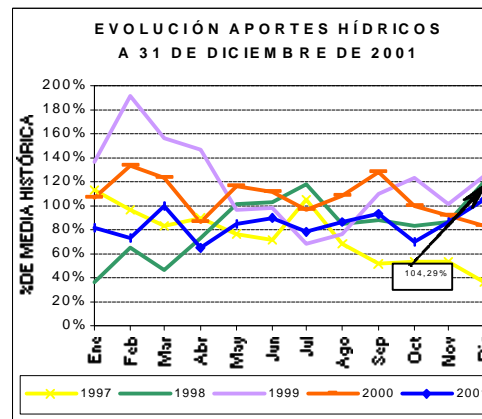
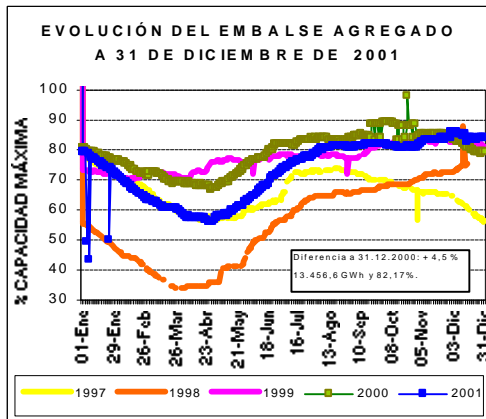
SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO

VARIABLES	ENE - 01	FEB - 01	MAR - 01	ABR - 01	MAY - 01	JUN - 01	JUL - 01	AGO - 01	SEP - 01	OCT - 01	NOV - 01	DIC - 01
Reser. Brutas Hídricas GWh	10483.93	9326.80	7822.88	8410.57	9445.63	10886.48	11673.27	11990.54	12248.95	12072.10	12511.94	13727.00
Aportes Hídricos GWh	1580.69	1179.60	1988.65	2143.44	4022.33	4440.44	4040.45	3920.69	3662.37	3140.14	3671.82	3385.65
Capacidad Efectiva* MW	13042.10	13047.58	13047.58	13157.58	13038.39	13069.58	13167.58	13167.58	13168.48	13168.48	13168.48	13168.88
Dem. Energía GWh	3554.51	3321.01	3663.95	3492.08	3667.92	3510.36	3629.77	3766.98	3638.82	3761.56	3613.88	3760.05
Dem. Máx de Potencia MW	7213.00	7291.00	7345.00	7356.10	7295.00	7240.00	7278.00	7399.00	7347.00	7386.00	7501.00	7780.00
Generación												
Hidráulica GWh	2501.34	2247.56	2432.76	2297.81	2542.72	2553.18	2771.64	2887.43	2759.83	2931.25	2660.63	2987.57
Térmica GWh	913.33	975.30	1122.46	1103.28	1022.06	837.09	743.98	764.42	753.18	717.20	850.53	688.05
Menores GWh	94.53	77.31	96.06	92.77	93.93	109.50	91.06	78.15	85.82	92.73	100.06	111.86
Cogener y autoprod. GWh	37.06	21.87	12.03	5.58	10.87	10.81	29.36	40.69	38.64	20.36	14.68	34.78
Disponibilidad												
Hidráulica MW	7381.91	7205.56	7250.54	7291.13	7208.40	7145.58	8478.00	7481.09	7741.74	7569.12	8059.46	8042.25
Térmica MW	3929.47	3910.70	3801.11	3830.10	3955.53	3821.08	4420.00	3914.10	4058.49	3564.76	3591.39	4017.73
Costo Marginal Prom. \$/kWh	101.82	249.71	171.85	86.41	53.16	43.84	44.76	51.32	55.02	102.11	89.66	40.81

Reser. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores : 64,1 MW, Fuente: CND-ISA,

SEGUIMIENTO A LA EVOLUCIÓN DE LOS APORTES Y EMBALSES AGREGADO

(Fuente : ISA, Informe Diario de Operación)



CIFRAS ENERGÉTICAS PERIODO - DICIEMBRE

Reservas: 82.1% 13456.6GWh
Prom. aportes acum: 104.3 %

Disponibilidad:

Térmica: 90.9 % (aprox.) ↑
Hidráulica: 94.8 % (aprox.) ↓

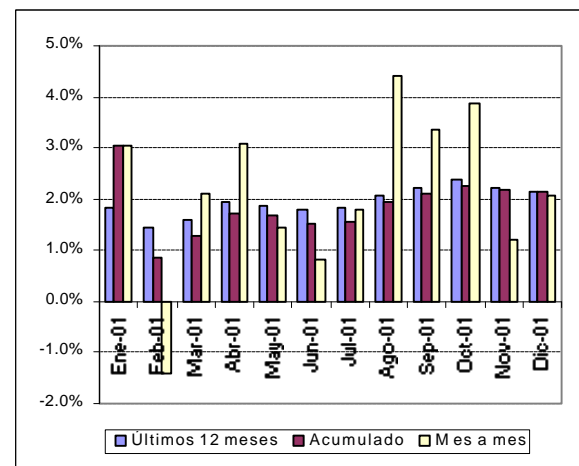
↓: Disminución con relación al informe anterior.

↑: Aumento con relación al informe anterior.

SEGUIMIENTO A LA DEMANDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

En la figura se muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica ocurrida durante el año 2001. Los aspectos más relevantes fueron:

- La demanda de energía eléctrica para el año 2001 fue de 43.379 GWh, siendo 2.16% superior a la ocurrida en el año 2000.
- Comparando el escenario medio planteado por la UPME en el mes de octubre de 2001, que presentaba una demanda esperada de 43.460 GWh, con respecto a la demanda ocurrida se tiene una desviación de 0.19%, valor que cae dentro del margen de error esperado, $\pm 2\%$ ¹.



Evolución de la demanda de energía 2001

¹ R² de los modelos empleados para las proyecciones es de 0.98.

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
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2190 MW							
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGIA	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
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW							
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
Fuel Oil – Otro Capacidad registrada: 300 MW							
Petrosur	150	Fuel Oil – Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8658 MW							
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
Andaqui	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Ene-10	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 569.1 MW							
Patoco – La Cabrera	1.4	Turbina Francis	Coconuco	Cauca	Dic-01	GENELEC S.A.	3
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
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
Cucuaña	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 contratos. Comienza la construcción del proyecto.

BALANCE DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL 2001²

El comportamiento de las principales variables del sector eléctrico durante el año 2001, presentaron aceptables índices de crecimiento y en general el sistema contó con una adecuada capacidad para la generación de energía, finalizando el embalse agregado con un excelente nivel de reservas energéticas. A continuación se presenta el comportamiento de algunas variables del sistema.

• Nivel de Reservas y Aportes Hídricos

El sistema al finalizar el mes de diciembre de 2001 terminó con un mayor nivel de reservas brutas hídricas, que el presentado en el año 2000, situándose éste en 13727 GWh (18.94% superior). Este aumento en el nivel de reservas se debió esencialmente a que los aportes hídricos del sistema en diciembre del 2001 fueron superiores a los presentados en el mismo período del año anterior.

• Generación de Energía Eléctrica

En la generación de energía eléctrica el sistema tuvo un mayor nivel generación que el ocurrido en el 2000 siendo su crecimiento del 2.7%. Una comparación de la generación ocurrida en el 2000 y 2001 se presentan en la tabla que a continuación se muestra.

GENERACIÓN	2001 GWh	2000 GWh	CRECIMIENTO %
Hidráulico	31577.26	30786.36	2.56
Térmico	10493.62	10079.16	4.11
Menores	1115.01	1083.14	2.94
Auto y cogeneradores	276.92	347.32	-20.26

Como se observa solamente la generación producida por autogeneradores y cogeneradores presentó un descenso, la cual fue de 20.2%.

• Demanda de Energía Eléctrica

En referencia a la demanda de energía eléctrica el sistema en el 2001 presentó una demanda de 43378.56 GWh, creciendo en 2.16% con respecto a la presentada en el año 2000, el mes que presentó la

mayor demanda fue agosto con 3767 GWh. Por otra parte, la demanda máxima de potencia en el 2001 se presentó el día 12 de diciembre en el período 20 siendo esta de 7780 MW, la cual con respecto a la ocurrida en el 2000 presentó un aumento de 0.88%.

• Capacidad de Generación

A nivel de capacidad instalada, el sistema presentó un crecimiento de 4.67% con respecto a la que se tenía en el año 2000, este aumento se presentó debido a la entrada de la planta de Porce 2 y a la mayor disponibilidad de las plantas de generación.

• Costo Marginal Promedio

El costo marginal promedio en bolsa de energía presentó costos que variaron entre 43.84 \$/kWh y 249.71 \$/kWh en el año 2001, sin embargo estos costos presentaron reducciones considerables luego de la entrada de la resolución CREG 034 de 2001.

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

De acuerdo al Climate Prediction Center³, las últimas estadísticas y predicciones de los modelos indican que es probable que se presenten episodios de calentamiento en el pacífico ecuatorial los cuales se desarrollarían durante los próximos 3 a 6 meses.

Por otra parte el IDEAM⁴ en su informe de diciembre, anuncia que en el corto plazo (enero/02) y a mediano plazo (febrero-marzo/02), aunque hay una tendencia al ascenso de la temperatura superficial del mar, es poco probable que se presente un calentamiento importante en el Pacífico tropical que pueda alterar considerablemente el clima nacional y en particular el régimen estacional de lluvias. Mientras que en el largo plazo (abril-junio/02) de continuar la tendencia al calentamiento de la superficie del mar en el Pacífico tropical frente a la costa sudamericana y el desplazamiento de aguas cálidas por latitudes subtropicales, se podría presentar una condición extrema que favorecería el desarrollo de un evento tipo El Niño a partir del segundo trimestre del 2002.

² Este balance se realizó con base en los datos iniciales del CND que se han obtenido de la operación del sistema eléctrico nacional.

³ Climate Prediction Center - El niño/Southern oscillation (ENSO) – January 9 2002

⁴ Tomado del IDEAM, condiciones e indicadores ambientales en Colombia. # 83, Diciembre de 2001