

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

MIEL I: El avance ponderado de su construcción incluyendo obras complementarias y PMA es del 87.2% correspondiente a avances del 85.2% en obra civil y montajes y del 97.5% en actividades relacionadas con el diseño, fabricación y suministro de equipos electromecánicos. Los principales avances en el último mes fueron:

- En descarga de fondo; se avanzó en 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 1'590.322 m³ de 1'710.000 m³ estimado, incluyendo mezcla de pega.
- En bocatoma, túnel de carga y distribuidores; se avanzó en el revestimiento del túnel superior de carga 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. Se avanza en la construcción de la caverna de oscilación y de transformadores. Además finalizaron trabajos de revestimiento en concreto de la viga de cajón del puente de cables.
- En túnel de fuga; se desarrollaron actividades de construcción de la solera del túnel quedando construidos 3473 ml de un total de 4095 ml.
- En montaje de equipos electromecánicos; en la descarga de fondo se realizaron actividades de montaje de las válvulas en el túnel No 1. Adicionalmente en la central subterránea, continuaron las actividades de montaje del grupo turbina-generador en las tres unidades de generación y de los sistemas auxiliares, eléctrico, enfriamiento, drenaje, drenaje sanitario y aire acondicionado. Por otra parte continúa el montaje de

los transformadores de las tres unidades y del transformador de reserva en la caverna de transformadores.

- En el pozo de compuertas se avanzó en el montaje de las guías de las compuertas y se montó las compuertas de guarda y servicio.
- En aspectos ambientales continua el desarrollo de los diferentes programas del plan de manejo ambiental. Además se desarrollan actividades previstas en los contratos de rescate de fauna silvestre, vigilancia de predios, rescate de flora terrestre y proceso de desmonte del área del embalse. **FOC: 1ª unidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.**

PATICO - LA CABRERA: Se encuentra en operación comercial desde el 21 de enero de 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	406.4
	CRO2	736.8
	CRO3	1292.2
SEGMENTO 4	CRO4	2558.8
CRO1 (ESTRATO 4)		313.7

Pesos de Febrero 28 de 2002. Rigen durante el mes de Marzo de 2002.

RESUMEN DEL ESTADO DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
	Efectiva	Por			
	Bruta	unidad			
Hidroeléctrico		125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	Se continua en el montaje del conjunto turbina generador de las tres unidades. El avance ponderado de construcción es del 84.5 %.
Miel I	375	125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002	
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002	
Patico - La Cabrera	1.4	1.4	Ene. 21/2002		En operación

(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.

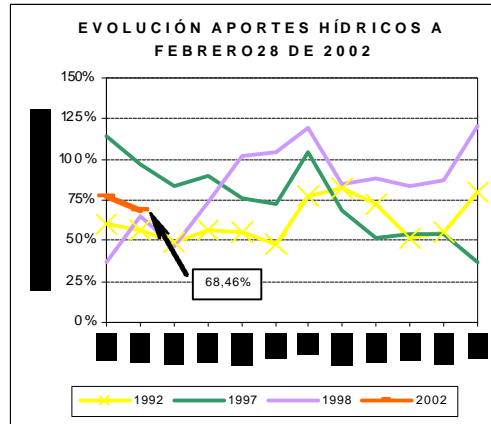
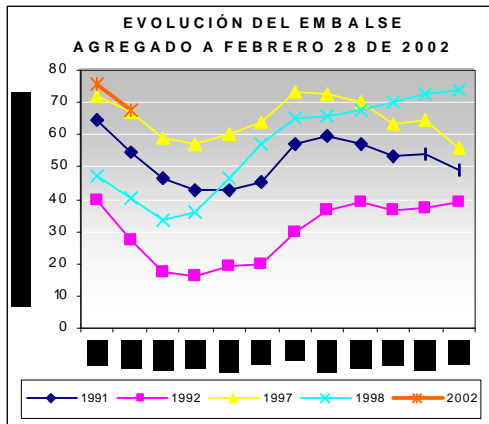
SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO

VARIABLES	ENE - 02	FEB - 02	FEB - 01	MAR - 01	ABR - 01	MAY - 01	JUN - 01	JUL - 01	AGO - 01	SEP - 01	OCT - 01	NOV - 01
Reser. Brutas Hídricas GWh	12413.94	11080.71	9326.80	7822.88	8410.57	9445.63	10886.48	11673.27	11990.54	12248.95	12072.10	12511.94
Aportes Hídricos GWh	1741.38	1295.87	1179.60	1988.65	2143.44	4022.33	4440.44	4040.45	3920.69	3662.37	3140.14	3671.82
Capacidad Efectiva* MW	13170.62	13200.20	13047.58	13047.58	13157.58	13038.39	13069.58	13167.58	13167.58	13168.48	13168.48	13168.48
Dem. Energía GWh	3659.49	3466.52	3321.01	3663.95	3492.08	3667.92	3510.36	3629.77	3766.98	3638.82	3761.56	3613.88
Dem. Máx de Potencia MW	7244.00	7482.00	7291.00	7345.00	7356.10	7295.00	7240.00	7278.00	7399.00	7347.00	7386.00	7501.00
Generación												
Hidráulica GWh	2714.73	2348.15	2247.56	2432.76	2297.81	2542.72	2553.18	2771.64	2887.43	2759.83	2931.25	2660.63
Térmica GWh	870.65	1069.62	975.30	1122.46	1103.28	1022.06	837.09	743.98	764.42	753.18	717.20	850.53
Menores GWh	95.04	76.13	77.31	96.06	92.77	93.93	109.50	91.06	78.15	85.82	92.73	100.06
Cogener y autoprod. GWh	27.52	35.80	21.87	12.03	5.58	10.87	10.81	29.36	40.69	38.64	20.36	14.68
Disponibilidad												
Hidráulica MW	7978.97	7564.86	7205.56	7250.54	7291.13	7208.40	7145.58	8478.00	7481.09	7741.74	7569.12	8059.46
Térmica MW	3936.51	4066.50	3910.70	3801.11	3830.10	3955.53	3821.08	4420.00	3914.10	4058.49	3564.76	3591.39
Costo Marginal Prom. \$/kWh	62.57	105.45	249.71	171.85	86.41	53.16	43.84	44.76	51.32	55.02	102.11	89.66

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 - FEBRERO

Reservas: 75.8% 11080.71GWh
Prom. aportes acum: 68.4 %

Disponibilidad:

Térmica: 91.4 % (aprox.) ↑
Hidráulica: 89.2 % (aprox.) ↓

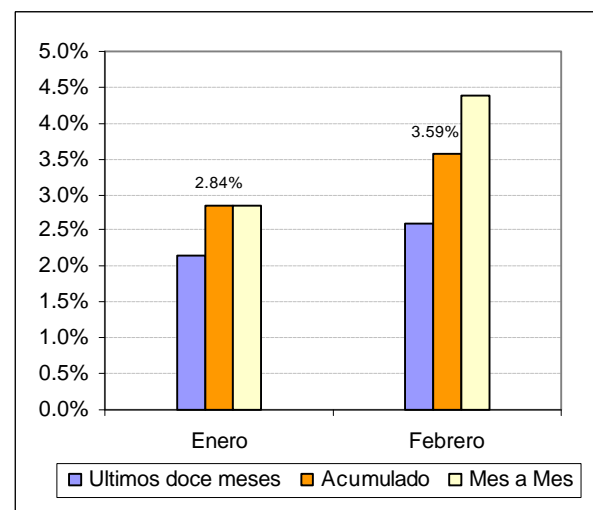
↓: Disminución con relación al informe anterior.

↑: 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 mes de febrero de 2002. Los aspectos más relevantes fueron:

- La demanda de energía de los últimos doce meses ha tenido un crecimiento del 2.61%.
- El crecimiento acumulado de la demanda de energía al mes de febrero es de 3.59%
- Al observar el comportamiento de la demanda del mes de febrero de 2002 con la demanda del mismo mes de 2001, se observa que la ocurrida en este año tuvo un crecimiento de 4.38%



Evolución de la demanda de energía 2002

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	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
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: 573.1 MW							
Patoco – La Cabrera	1.4	Turbina Francis	Coconuco	Cauca	Dic-01	GENELEC S.A.	3
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	Tamesis	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
Cucucana	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
<u>Agua Fresca</u>	<u>4</u>	<u>Sin Información</u>	<u>Jericó</u>	<u>Antioquia</u>	<u>Sin confirmar</u>	<u>GENERADORA UNIÓN S.A.</u>	<u>1</u>
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.

PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2002 – 2011

Recientemente la UPME actualizó las proyecciones de demanda en energía eléctrica y potencia para el período 2002 – 2011, para ello estableció tres posibles escenarios de demanda. Los factores considerados para las proyecciones se describen a continuación.

PROYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para los supuestos de la proyección de energía eléctrica se consideran las siguientes variables; tasa de crecimiento PIB, pérdidas, programa de sustitución de energéticos.

Tasa de crecimiento

Se consideró dos períodos de crecimiento uno 2002-2003 y otro para 2003-2011. Para el primer período se tuvo en cuenta expectativas de crecimiento del DNP, Fedesarrollo, ANIF, Ministerio de Hacienda y Crédito Público. En el escenario alto se consideró el crecimiento esperado por DNP tomando el límite superior de sus proyecciones más un ajuste para el 2002, para el escenario medio se consideraron las proyecciones presentadas por Minhacienda las cuales indican un crecimiento del 2.5%, mientras que para el escenario bajo señalan un crecimiento del 1.8%. Para el período 2003-2011 en el escenario alto se emplearon tasas de crecimiento del PIB elaboradas por Fedesarrollo para el ejercicio de futuros energéticos. Para el escenario medio se tomó el crecimiento promedio histórico del PIB nacional mientras que para el bajo se tomó el crecimiento promedio histórico del PIB nacional. Para el escenario bajo se consideró crecimientos inferiores a los del escenario medio en medio punto aproximadamente.

Pérdidas

Para esta variable se parte de un nivel de pérdidas actuales cercanas al 20%. Para los escenarios alto y medio se propone alcanzar la meta del 13% en pérdidas en el año 2015 como se establece en la resolución 112 de 1996 en cuanto a las pérdidas reconocidas al nivel de tensión I, realizando interpolación lineal entre el 22% y el 13 durante el período de proyección. Para el escenario bajo, se supuso que para el año 2010 se alcanza la meta de la CREG (14.75%), de igual manera realiza una interpolación lineal para realizar la distribución anual.

Programa de Sustitución de Energéticos

Para el escenario bajo, se considera una penetración del plan de masificación de gas según el 90% de las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas. Para el escenario medio, sustitución de electricidad por gas natural según simulaciones obtenidas del modelo LEAP, afectadas por el 90%. Para el escenario alto se consideró la sustitución del 85% estimada por el escenario medio de electricidad por gas natural, con el supuesto de que el GLP mantiene una alta participación en sectores rurales.

PROYECCIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

Para esta proyección se parte de los escenarios de demanda de energía eléctrica anualizados, los cuales se mensualizan considerando el efecto calendario. Posteriormente se aplican factores de carga a cada mes y año de acuerdo a un análisis obtenido a partir de los ocurridos entre 1970 y 2001.

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía y potencia.

AÑO	ESC. ALTO		ESC. MEDIO		ESC. BAJO	
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
2002	44739	7997	44210	7902	43858	7839
2003	46280	8340	45545	8207	44890	8089
2004	48067	8609	47243	8461	46224	8279
2005	50203	8992	48876	8754	47537	8514
2006	52812	9469	50536	9061	48903	8768
2007	55593	9967	52314	9379	50277	9014
2008	58258	10445	54174	9713	51883	9302
2009	60595	10864	56173	10071	53515	9595
2010	63197	11331	58225	10439	55177	9892
2011	65206	11691	60342	10819	56879	10198

Tabla. Proyecciones de energía y potencia 2002-2011

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

El IDEAM¹ estima a largo plazo (junio-agosto/02) y según los modelos de predicción climática a febrero de 2002, continuaría el calentamiento de las aguas en las regiones oriental y central del Pacífico tropical, lo que podría generar un cambio en las condiciones atmosféricas y propiciar el desarrollo de un episodio cálido, tipo El Niño, alterando el clima nacional durante este periodo.

¹ Tomado de Condiciones e indicadores ambientales en Colombia, No 85, febrero de 2002.