

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

MIEL I: El avance del proyecto en su construcción incluyendo obras complementarias y el PMA es del 75.9% correspondientes a avances del 72.6% en la obra civil y montajes y del 93,6% en actividades de diseño, fabricación y suministro de equipos. Los principales avances en el último mes en el proyecto son:

- En descarga de fondo; finalizaron las actividades de la construcción de la estructura de captación. Se iniciaron las actividades de construcción de la estructura de salida de los túneles 1 y 2 de la descarga de fondo.
- En presa; continuó la colocación del CCR del cual se han vaciado 1'272.089 m³ de 1'700.000 m³ estimado.
- En bocatoma, túnel de carga y distribuidores; avanza la construcción de la estructura de la bocatoma, el revestimiento en concreto del túnel superior e inferior de carga y de los conductos de distribución. Se inició la construcción de la caseta de compuertas.
- En central subterránea; se dio inicio a los acabados arquitectónicos en el edificio de control. Continúa la construcción de la caverna de oscilación y de transformadores.
- En túnel de fuga; continua la construcción del portal de salida del túnel de fuga y de revestimiento 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 avanzan las actividades de montaje del conjunto turbina–generador de las unidades 1, 2 y 3 y de los sistemas auxiliares al igual que el de los sistemas de enfriamiento, drenaje, drenaje sanitario y de aire acondicionado.
- En aspectos ambientales continua el desarrollo del PMA y el seguimiento al cumplimiento de las especificaciones ambientales para la construcción de la obra. Se realizaron reuniones informativas y de consulta sobre la gestión ambiental, con las comunidades del área

de influencia del proyecto. **FOC: 1ª unidad, jun. 12/2002; 2ª unidad, jul. 08/2002 y 3ª unidad, ago. 08/2002.**

SONSÓN II: Se encuentra en operación comercial. **FOC: sep. 15/2001.**

PATICO - LA CABRERA: El avance ponderado es del 96% en obra civil y 65% en actividades relacionadas con el diseño, fabricación, suministro y montaje de los equipos electromecánicos. Se realizó el montaje de la estructura metálica y del puente grúa. Finalizó la construcción de la casa de máquinas, el montaje de la envolvente, el distribuidor, la turbina. Se avanza en el montaje del generador y equipo oleohidráulico. En sitio de presa se montaron cuatro compuertas, la rejilla fina y finalizaron las pruebas de izaje de tablonces de cierre. **FOC: dic. 30/2001. NA**

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	396.4
	CRO2	718.7
	CRO3	1260.3
SEGMENTO 4	CRO4	2495.7
CRO1 (ESTRATO 4)		306.0

Pesos de octubre 31 de 2001. Rigen durante el mes de noviembre de 2001.

RESUMEN DEL ESTADO DE PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
	Efectiva	Por unidad			
Hidroeléctrico	375	125	Jun. 12/2002	Sep. 01/2002	El avance ponderado de construcción es del 75.9 %.
		125	Jul. 08/2002	Oct. 01/2002	
		125	Ago. 08/2002	Dic. 01/2002	
Sonsón II	9.8	9.8	Sep. 15/2001	Sep. 15/2001	Entró en operación comercial
Patoco – La Cabrera	1.4	1.4	Dic. 30/2001	Feb. 28/2002	El avance del proyecto es 96% en obra civil y 65% en diseño y montaje.

(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.

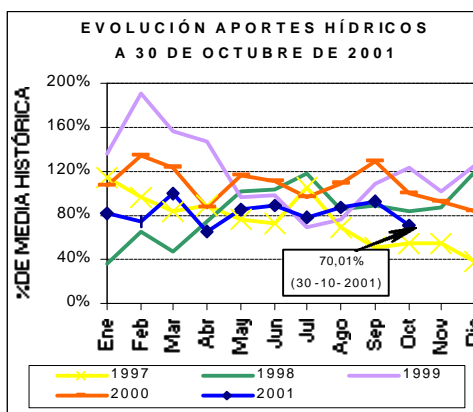
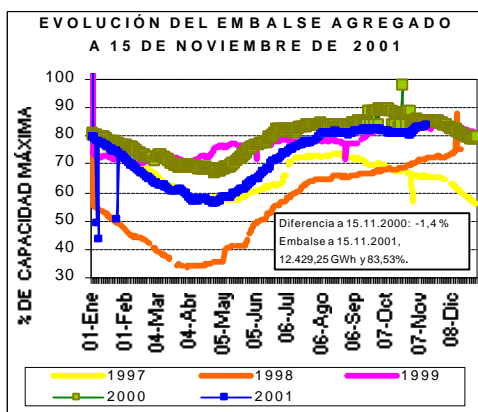
SEGUIMIENTO A LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO

VARIABLES	ENE - 01	FEB - 01	MAR - 01	ABR - 01	MAY - 01	JUN - 01	JUL - 01	AGO - 01	SEP - 01	OCT - 01	OCT - 00
Reservas Brutas Hídricas GWh	10483.93	9326.80	7822.88	8410.57	9445.63	10886.48	11673.27	11990.54	12248.95	12072.10	12228.49
Aportes Hídricos GWh	1580.69	1179.60	1988.65	2143.44	4022.33	4440.44	4040.45	3920.69	3662.37	3140.14	4105.78
Capacidad Efectiva* MW	13042.10	13047.58	13047.58	13157.58	13038.39	13069.58	13167.58	13167.58	13168.48	13168.48	12295.68
Demanda Energía GWh	3554.51	3321.01	3663.95	3492.08	3667.92	3510.36	3629.77	3766.98	3638.82	3761.56	3621.83
Demanda Máx de Potencia MW	7213.00	7291.00	7345.00	7356.10	7295.00	7240.00	7278.00	7399.00	7347.00	7386.00	7306.00
Generación											
Hidráulica GWh	2501.34	2247.56	2432.76	2297.81	2542.72	2553.18	2771.64	2887.43	2759.83	2931.25	2528.89
Térmica GWh	913.33	975.30	1122.46	1103.28	1022.06	837.09	743.98	764.42	753.18	717.20	945.50
Menores GWh	94.53	77.31	96.06	92.77	93.93	109.50	91.06	78.15	85.82	92.73	107.97
Cogener y autoprod. GWh	37.06	21.87	12.03	5.58	10.87	10.81	29.36	40.69	38.64	20.36	16.43
Disponibilidad											
Hidráulica MW	7381.91	7205.56	7250.54	7291.13	7208.40	7145.58	8478.00	7481.09	7741.74	7569.12	7409.65
Térmica MW	3929.47	3910.70	3801.11	3830.10	3955.53	3821.08	4420.00	3914.10	4058.49	3564.76	3098.08
Costo Marginal Prom. \$/kWh	101.82	249.71	171.85	86.41	53.16	43.84	44.76	51.32	55.02	102.11	38.01

* 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 - OCTUBRE

Reservas: 83.5% 12429.2 GWh
Prom. aportes acum: 70.0 %

Disponibilidad:

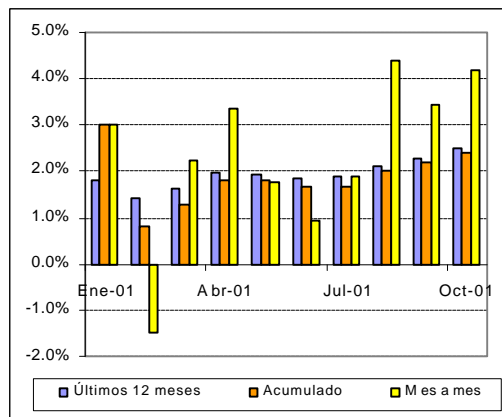
Térmica: 80.6 % (aprox.) ↓
Hidráulica: 89.3 % (aprox.) ↓

↓: 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 hasta el mes de octubre del 2001. Los aspectos más relevantes fueron:

- El crecimiento de la demanda de energía eléctrica de los últimos doce meses se estima en 2.48%.
- La demanda de energía eléctrica del mes de octubre presentó un crecimiento del 4.17% con respecto a la ocurrida en el mismo mes del año anterior.
- A 31 de octubre de 2001, el acumulado de la demanda de energía presenta un crecimiento del 2.40%.



Evolución de la demanda de energía 2001

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 Yariquíes	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: 7953 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
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 578.9 MW							
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 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
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 contratos. Comienza la construcción del proyecto.

ESCENARIOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA 2001 – 2010

Debido a la dinámica propia del país, y las expectativas de crecimiento del DNP del segundo semestre del 2001, la Unidad realizó una revisión a los escenarios de demanda en energía y potencia obtenidos a comienzos del año. A continuación presentamos los aspectos más relevantes de dicha revisión (noviembre de 2001), la cual se encuentra en mayor amplitud en la página de web de la Unidad.

Proyecciones de energía eléctrica

Para la obtención de las proyecciones se empleó un nuevo modelo de demanda de tipo dinámico, el cual es resultado de la revisión de los modelos de proyección que actualmente emplea la Unidad. El ajuste de este modelo incluyó un análisis detallado de la información histórica de los últimos cuatro años, la que se caracterizó por importantes fluctuaciones en la demanda. Además, se consideró el efecto calendario que consiste en observar mes a mes, para el periodo de proyección, las fechas de ocurrencia de las diferentes festividades nacionales y celebraciones religiosas.

Supuestos empleados

Las proyecciones de demanda parten de tres supuestos básicos:

1. PIB: Para el año 2001, el escenario alto consideró el crecimiento esperado por DNP, mientras que para los escenarios medio y bajo se consideraron las expectativas de Fedesarrollo y ANIF. Para el 2002 se consideró el esperado por DNP para los escenarios alto y medio, mientras que en el escenario bajo se consideraron crecimientos inferiores en medio punto a los del escenario medio. Para el resto del periodo se utiliza el escenario más optimista del ejercicio realizado por la unidad sobre Futuros Energéticos.

2. Pérdidas: Se emplearon las resoluciones CREG 031 de 1997 y la 112 de 1996, se optó por esta última en cuanto a las pérdidas reconocidas al Nivel I de tensión pero considerando un nivel de pérdidas actuales superiores al 20%. Para los escenarios alto y medio se propone alcanzar la meta del 13% en pérdidas en el año 2015 como lo establece dicha

resolución. El escenario bajo, supuso que para el año 2010 se alcanza la meta de la CREG (14.75%).

3. Programa de sustitución de energéticos: Para los escenarios bajo y medio se usa el Penetración del Plan de masificación de Gas según el 90% de las expectativas planteadas por las empresas comercializadoras de gas en los Planes de Gestión y Resultados, mientras que para el escenario alto es del 85%.

Las proyecciones de demanda obtenidas para los diferentes escenarios se presentan a continuación:

Año	Escenario Alto		Escenario Medio		Escenario Bajo	
	GWh	Tasas	GWh	Tasas	GWh	Tasas
2000	42462		42462		42462	
2001	43521	2.49%	43460	2.35%	43393	2.19%
2002	44928	3.23%	44343	2.03%	43926	1.23%
2003	46447	3.38%	45672	3.00%	44990	2.42%
2004	48380	4.16%	47308	3.58%	46342	3.00%
2005	50586	4.56%	49008	3.59%	47738	3.01%
2006	53093	4.96%	50773	3.60%	49180	3.02%
2007	55834	5.16%	52607	3.61%	50671	3.03%
2008	58454	4.69%	54513	3.62%	52210	3.04%
2009	60978	4.32%	56492	3.63%	53801	3.05%
2010	63439	4.04%	58548	3.64%	55444	3.05%

Tabla 1. Escenarios de energía

Año	Escenario Alto		Escenario Medio		Escenario Bajo	
	Mw	Tasas	Mw	Tasas	Mw	Tasas
2000	7712		7712		7712	
2001	7864	1.98%	7804	1.19%	7767	0.71%
2002	8031	2.12%	7926	1.56%	7852	1.09%
2003	8370	4.22%	8230	3.84%	8107	3.25%
2004	8663	3.50%	8471	2.93%	8298	2.36%
2005	9060	4.58%	8778	3.62%	8550	3.04%
2006	9501	4.87%	9129	4.00%	8877	3.82%
2007	9938	4.60%	9422	3.21%	9115	2.68%
2008	10344	4.09%	9720	3.16%	9354	2.62%
2009	10730	3.73%	10029	3.18%	9600	2.63%
2010	11107	3.51%	10355	3.25%	9859	2.70%

Tabla 2. Escenarios de potencia

SEGUIMIENTO AL FENÓMENO DEL PACÍFICO

Según el Centro de Predicción Climático, la mayoría de los índices atmosféricos y oceánicos reflejan unas condiciones neutrales de ENSO, las últimas estadísticas y el modelo de predicción acoplado indica un débil calentamiento cercano a las condiciones normales en el pacífico ecuatorial durante los días restantes del 2001 y en la primera mitad del 2002¹.

¹ Tomado del <http://www.cpc.ncep.noa.gov>. El niño/southern oscillation (ENSO)