



INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Mayo de 2004

Informe No 5, Año 11

Proyectos de generación en desarrollo y construcción

LA VUELTA: Finalizaron las obras civiles y concluyó el montaje de los equipos hidromecánicos en la obra de derivación.

El suministro y fabricación de la tubería de presión se encuentra ejecutada en un 100%.

Se tenía estimado realizar pruebas al finalizar el mes de marzo, no obstante las pruebas fueron postergadas, esperándose que el proyecto entre en operación comercial en el mes de septiembre. **FOC: sep 2004. N.A.**

LA HERRADURA: El avance que presenta la construcción de las obras es del 94%.

Se avanzó en los revestimientos definitivos en concreto lanzado e hidráulico del túnel y los concretos del tanque de carga. Se iniciaron los concretos del vertedero de excesos y del codo de captación.

Concluyó el montaje de la tubería de presión expuesta quedando pendiente lo correspondiente al blindaje.

En casa de máquinas terminaron los concretos de las fundaciones de los equipos.

En los equipos hidromecánicos están pendientes las pruebas operativas.

Concluyó el montaje de los equipos de la subestación, y de las líneas de transmisión de 44 kV y 13.2 kV. **FOC: unidad 1, sep. 2004; unidad 2, sep. 2004. N.A.**

JEPIRACHI: Entró en operación comercial el día 27 de abril de 2004. **FOC: abr 27 de 2004.**

PORCE III: Continúan adelantándose los procesos de negociación para la compra de los predios y se sigue la atención permanente a la comunidad. Varios contratos de construcción e interventoría (vías, campamentos,

ambientales) ya fueron adjudicados e iniciaron su ejecución.

Se está por publicar las licitaciones para la adquisición de los equipos de alce y compuertas.

Se realizó la revisión al costo del proyecto con el fin de presentarla ante el Banco Interamericano de Desarrollo.

Esta en revisión jurídica el pliego para la contratación de los servicios de interventoría para las obras principales. **FOC: jun 2010.**

TERMOYOPAL: Solicitó a la UPME el concepto de conexión al STN, la cual fue aprobada para 46 MW. **FOC: unidad 1 y unidad 2, jun. 2004. Unidad 3 y unidad 4, mar. 2005.**

MERILECTRICA: Tiene previsto regresar a operación comercial el 24 julio de 2004 con 170 MW. **FOC: Jul 26 DE 2004.**

TRASVASE DEL RÍO CALDERAS: Desviación del río Calderas a la central de San Carlos produciendo allí una generación adicional de 267 GWh-año. **FOC: Feb de 2006.**

TRASVASE DEL RÍO GUARINÓ: Desviación del río Guarinó a la central de Miel I produciendo allí una generación adicional de 238 GWh-año. **FOC: Nov de 2007.**

TRASVASE DEL RÍO MANSO: Desviación del río Manso a la central de Miel I produciendo allí una generación adicional de 179 GWh-año. **FOC: Nov de 2007.**

MMA: Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial **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.



UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA

Resumen estado de proyectos de generación de energía en desarrollo y construcción

PROYECTO	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
			A Instalar	Por Unidad			
LA VUELTA	HIDRO	1	11.8	11.8	Sep / 04	Sep / 04	Finalizaron obras civiles
LA HERRADURA	HIDRO	2	19.7	9.85	Sep / 04	Sep / 04	Obras civiles avance del 94%
				9.85	Sep / 04	Sep / 04	
JEPIRACHI	EÓLICO	15	19.5	1.3	Abr / 04	Abr / 04	En operación comercial
TERMOYOPAL	GAS	2	46	18	May / 04	Jul / 04	En construcción
				28	May / 04	Jul / 04	
FLORES 2 (3)	GAS	--	12	--	Jul / 04	Ago / 04	Ampliación de capacidad
FLORES 3 (3)	GAS	--	25	--	Jul / 04	Ago / 04	
MERILECTRICA (4)	GAS	1	184	184	Jul / 04	Ago / 04	Ampliación de capacidad
TERMOYOPAL	GAS	2	36	18	Mar / 05	Nov / 05	En estudio
				18	Mar / 05	Nov / 05	En estudio
TRAS. CALDERAS	HIDRO	--	--	--	Sep / 04	Oct / 04	En estudio
REC. CALDERAS	HIDRO	--	26	--	Feb / 06	Mar / 06	En estudio
TRAS. GUARINÓ	HIDRO	--	--	--	Nov / 07	Nov / 07	En estudio
TRAS. MANSO	HIDRO	--	--	--	Jun / 08	Dic / 08	En estudio
PORCE III	HIDRO	4	660	165	Jun / 10	Jun / 10	Licencia ambiental aprobada

- (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.
 (3) Flores 2: incrementa capacidad efectiva neta a 112 MW, Flores 3: incrementa capacidad efectiva neta a 175 MW
 (4) Merilectrica: Amplía su capacidad a 184 MW. Tendrá disponible 170 MW en el sistema.
 (5) TRAS. : Trasvase de río. Estos trasvases aportan energía REC. : Recuperación de la planta de Calderas.

Convocatorias UPME

Convocatorias UPME-01-2003 y UPME-02-2003:

El 26 de abril de 2004 la UPME autorizó iniciar los contratos de interventoría. El avance de los proyectos Bolívar-Primavera y Primavera-Bacatá es de 11.28% y 11.43% respectivamente. En esta etapa las actividades son similares para los dos proyectos.

Están en evaluación las propuestas presentadas por los consorcios seleccionados por ISA para la construcción y montaje de líneas. Se ordenó iniciar trabajos de campo para el diseño de los trazados, se terminaron y avalaron los diseños electromecánicos de las torres de transmisión.

Se encuentran en proceso de negociación y de registro notarial los predios en donde se construirán las subestaciones Bolívar, Copey, Ocaña, Primavera y Bacatá. SIEMENS será la empresa encargada del suministro de los equipos. Así mismo, fue realizado el diagnóstico ambiental de alternativas, el cual esta en estudio por parte del Ministerio del Ambiente.

Convocatoria UPME-03-2003:

El pasado 11 de febrero de 2004 la UPME ordenó iniciar el contrato de interventoría del proyecto (Compensación 60 MVAR Subestación Belén, Cúcuta).

El avance es del 21.6% sobre un 35.4% programado. Se cuenta con licencias ambientales, permisos de construcción, diseños y estudios de conexión.

Convocatoria UPME-04-2003

El 16 de abril de 2004 se ordenó iniciar la interventoría del proyecto (Compensación 75 MVAR en Bogotá) después de expedirse la resolución CREG 015 de 2004 que niega un recurso de reposición interpuesto a la resolución CREG 118 de 2003 que oficializa el Ingreso Mensual Esperado (IME) a la Empresa de Energía de Bogotá –EEB-.

Está en estudio la solicitud hecha por la EEB para modificar la fecha de entrada en operación del proyecto, debido al tiempo tomado en la respuesta de un recurso de reposición.

Solicitudes de conexión al sistema de transmisión nacional

El siguiente es el estado de conceptos sobre la ampliación de la capacidad de transmisión:

- Está en estudio la ampliación de la capacidad de transformación en Chivor 230/115 kV – 50 MVA. El concepto aún no ha sido emitido.
- La conexión de Termoyopal en la subestación Yopal 115 kV fue aprobada para 46 MW (dos unidades 20 MW y 26 MW).

Aprobación de obras a 115 kV - OR's

- EBSA entregó actualización del estudio para la aprobación de la línea Paipa – Tunja – Chiquinquirá a 115 kV.
- Adicional a la capacidad de ampliación de Chivor, está en revisión el concepto de la línea Chivor – Aguaclara – Yopal a 115 kV.

Interconexión Colombia – Venezuela

Esta en construcción la línea Puerto Carreño (Colombia) – Puerto Nuevo (Venezuela) con una extensión aproximada de 20 Km, la cual llevará el servicio de energía eléctrica a Puerto Carreño en el departamento de Vichada desde Venezuela a través de una línea de interconexión a 115 kV.

La línea se deriva de una red de 115 kV en Puerto Ayacucho (Venezuela), la cual se encuentra conectada con una subestación a 115/34.5 kV - 10 MVA en Puerto Nuevo (Venezuela). Esta línea posteriormente se interconecta con la subestación Puerto Páez (Venezuela) y finaliza en una subestación a 34.5/13.2 kV - 8 MVA en Puerto Carreño (Colombia).

El avance de obra en líneas y subestaciones es superior al 95%, falta por terminar las puestas a tierra.

A mediados de este mes se espera finalicen las obras pendientes de la subestaciones y se tiene previsto entrar

en operación el 30 de Junio de 2004. **FOC: Jul 1 de 2004.**

Demanda de energía y potencia eléctrica doméstica

Sin considerar la autogeneración de OXY, la demanda de energía ha crecido un 3,13% en lo corrido del año 2004 y en los últimos doce meses el crecimiento se sitúa en 2.7%.

Al comparar el mes de Abril de 2004 con el mismo periodo del 2003, se observa que la demanda de energía eléctrica aumentó en un 2,63%. Ver figura 1.

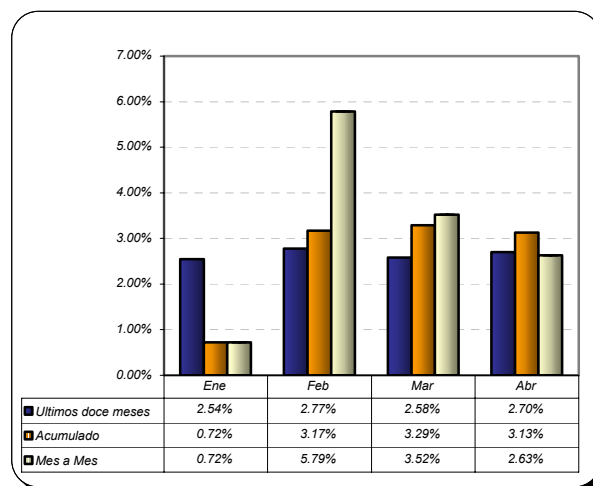


Figura 1. Demanda de energía en el año 2004

La demanda máxima de potencia eléctrica en Abril de 2004 fue de 7,925 MW, 2,98% superior a la presentada en el mismo mes del año 2003 y 3,74% superior a la presentada en el mes anterior del presente año.

Costo incremental operativo de racionamiento de energía

	COSTO	\$/kWh
UMBRAL	CRO1	469.87
	CRO2	851.97
	CRO3	1,494.07
SEGMENTO 4	CRO4	2,958.62
CRO1 (ESTRATO 4)		362.71

Pesos de Abril 30 de 2004. Estos valores rigen durante el mes de Mayo de 2004.

Evolución de aportes hídricos y embalse agregado

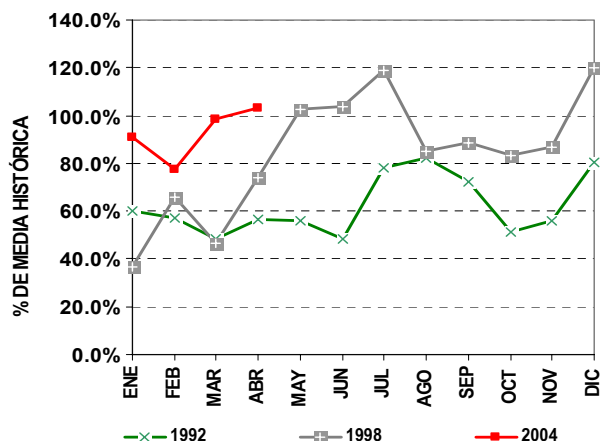


Figura 2. Evolución de los aportes hídricos

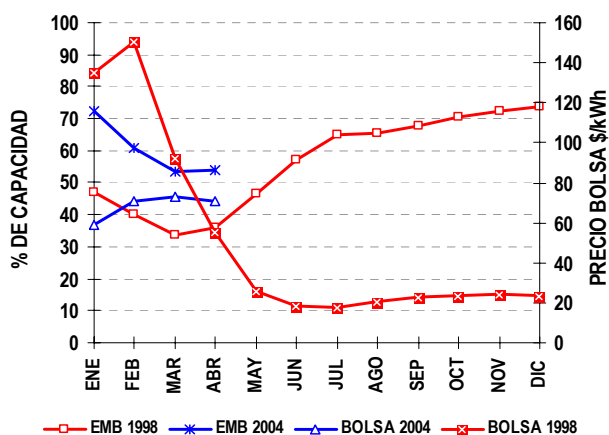


Figura 3. Evolución del embalse agregado y precio de bolsa de energía

(Fuente : MEM y CND)

Seguimiento a las principales variables del SIN

VARIABLES	ABR-04	MAR-04	FEB-04	ENE-04	DIC-03	NOV-03	OCT-03	SEP-03	AGO-03	JUL-03	JUN - 03	MAY - 03
DEMANDA												
Dem. Energía GWh	3,816.66	4,055.27	3,806.51	4,006.01	3,993.02	3,807.20	3,970.95	3,862.21	3,915.66	3,982.14	3,670.80	3,917.44
Dem. Máx Potencia MW	7,925.00	8,221.00	7,745.00	7,541.00	8,257.00	7,899.00	7,786.00	7,691.00	7,483.00	7,516.00	7,494.00	7,535.00
CAPACIDAD												
Capacidad Efectiva* MW	13,086.00	13,221.00	13,221.00	13,218.00	13,265.47	13,224.03	13,240.57	13,340.58	13,340.62	13,328.95	13,328.95	13,328.95
DISPONIBILIDAD PROMEDIO												
Hidráulica MW	7,213.60	7,420.85	7,740.23	7,977.29	8,149.16	7,775.42	7,842.55	7,625.00	7,778.43	7,766.07	7,862.06	7,682.22
Carbón MW	663.19	684.71	645.13	667.56	681.39	576.15	574.59	637.02	616.19	673.53	678.64	675.01
Gas MW	3,210.90	3,148.97	3,338.76	3,423.33	3,499.56	3,394.31	3,311.53	3,191.46	3,177.21	3,183.19	3,181.50	3,214.56
Menores MW	167.94	157.32	158.59	183.37	182.30	137.16	141.81	129.55	123.92	126.47	132.15	130.68
Cog y auto MW	46.08	52.84	52.31	50.43	51.81	52.06	52.76	53.03	51.43	52.25	50.25	51.14
TOTAL	11,300.81	11,461.12	11,935.01	12,301.98	12,564.22	11,875.70	11,923.23	11,636.06	11,747.18	11,801.51	11,904.60	11,753.64
APORTES Y EMBALSE												
Res. Brutas Hídricas GWh	8,795.43	8,731.40	9,971.14	11,787.18	13,188.19	13,188.31	12,835.28	12,075.16	12,041.59	11,606.09	10,786.20	9,433.10
Embalse Volumen %	53.83	53.44	61.02	72.14	80.71	83.62	81.38	76.56	75.77	73.03	67.87	59.35
Aportes Acumulado %	103.38	98.53	77.74	91.13	103.20	88.43	95.77	83.57	82.14	81.75	91.16	103.78
GENERACIÓN												
Hidráulica GWh/mes	3,002.84	3,048.04	2,949.63	3,115.68	3,216.00	3,188.31	3,190.33	3,011.47	3,166.64	3,287.94	2,955.72	2,940.23
Carbón GWh/mes	209.86	233.93	207.75	189.71	137.21	82.25	96.51	183.22	224.07	192.79	171.33	266.08
Gas GWh/mes	585.90	759.04	616.92	545.20	587.93	554.76	652.60	648.12	474.54	348.96	452.87	541.91
Menores GWh/mes	135.93	122.12	100.92	116.09	135.05	122.35	123.50	100.72	99.37	112.53	115.88	122.59
Cogen y autoprod GWh/mes	31.68	37.71	32.20	36.32	39.08	37.22	40.96	38.76	39.23	39.90	37.27	39.27
TOTAL	3,967.21	4,200.83	3,907.42	4,003.01	4,115.27	3,984.88	4,103.90	3,982.29	4,003.87	3,982.17	3,733.07	3,910.09
FACTOR UTILIZACIÓN												
Hidráulico	0.48	0.47	0.49	0.48	0.50	0.52	0.50	0.48	0.49	0.51	0.47	0.46
Carbón	0.42	0.45	0.43	0.38	0.27	0.17	0.19	0.36	0.43	0.37	0.34	0.52
Gas	0.22	0.28	0.24	0.20	0.22	0.22	0.24	0.24	0.17	0.12	0.17	0.20
Menores	0.55	0.50	0.44	0.48	0.53	0.56	0.61	0.51	0.54	0.64	0.69	0.71
Cog y Auto	0.75	0.86	0.78	0.83	0.75	0.74	0.79	0.77	0.78	0.83	0.81	0.82
BOLSA Y CONTRATOS												
Prom. Precio Bolsa \$/kWh	70.97	73.15	70.50	58.97	52.38	63.93	55.65	63.02	65.34	70.07	65.03	69.46
Contratos \$/kWh	73.89	73.96	73.51	72.39	73.83	73.39	72.46	72.73	72.09	71.89	71.95	72.46
CERE \$/kWh	29.66	28.24	30.65	30.65	30.71	30.54	30.24	30.93	30.17	31.07	32.51	31.63
EXPORTACIONES E IMPORTACIONES E												
IMPORTACIONES GWh												
Jamondino - Pomasqui	151.80	147.69	159.493	166.00	132.61	151.15	140.03	128.27	106.91	76.88	81.56	30.80
Panamericana - Tulcán	2.31	2.48	2.68	2.05	1.71	2.59	5.12	5.75	4.70	0.75	4.43	1.44
Pomasqui - Jamondino	0.28	1.24	0	1.67	5.51	0	0	0	7.02	11.16	11.74	25.92
Tulcán - Panamericana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: MEM, CND Res. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores: 58,6 MW. Cog y Autoprod: Cogeneradores y autoprodutores. Contratos: precios medios de contratos

UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA

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: 2272 MW							
TermoYopal	82	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	I Semestre 2004	TERMOYOPAL S.A	1
TermoBiblis **	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Sin confirmar	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 Yariguies	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	Sin confirmar	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: 8730 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun - 10	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Huayco	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG – Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	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
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 578.26 MW							
La Herradura	19.7	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Sep - 04	EEPPM	1
La Vuelta	11.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Sep - 04	EEPPM	1
PCH Las Cascadas	8.6	---	San Roque	Antioquia	Jun -05	INVERSIONES JG VILLEGAS	1
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	C/marca	Ene - 06	INGAMEG	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
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	Sin confirmar	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandria	16.3	Sin Información	Alejandria	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	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	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
Cucucana **	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1

Nota: El subrayado indica los cambios o adiciones con relación al informe anterior. **Proyectos que debido a no haber información reciente sobre su avance serán retirados del registro de proyectos de generación de la UPME.

DESCRIPCIÓN FASES PROYECTOS GENERACIÓN

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