



Libertad y Orden

INFORME DE AVANCE DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Octubre de 2003

Informe No 10, Año 10

Proyectos de generación en desarrollo y construcción

LA VUELTA: En general, el avance que presenta la construcción de obras de la central es del 91%, siendo los principales avances en vías de acceso, obras de derivación conducción y casa de máquinas.

Se inició; el montaje de algunos equipos hidromecánicos y están en proceso de fabricación los tableros auxiliares, la compuerta radial y la compuerta del canal de descarga. Finalizó el montaje de la tubería de presión.

Se espera para este mes la llegada de la turbina y para enero de 2004 del generador. **FOC: jun 2004.**

LA HERRADURA: El avance que presenta la construcción de las obras es del 71%, siendo el avance en casa de máquinas del 78%, en obras de derivación del 53% y obras de conducción del 51%.

En lo referente a los equipos hidromecánicos; finalizó la fabricación de la reja coladera para la captación, continúa en proceso de fabricación las compuertas planas para la captación y desfogue del desarenador. La compuerta radial para la descarga de fondo se encuentra, en la etapa de diseños del sistema de operación y control.

En la fabricación de la tubería de presión se presenta un avance del 80% y se inició el montaje de los tubos.

Se espera para este mes la llegada de las turbinas y para marzo de 2004 la llegada de los generadores. **FOC: unidad 1, jul. 2004; unidad 2, ago. 2004.**

JEPIRACHI: En obras civiles; continuó las excavaciones en las vías de las líneas 1 y 2 de los aerogeneradores al igual que producción y colocación del material de subbase para las vías.

En lo referente a la subestación, la línea de transmisión de 110 kV y bodega taller, se trabajó en acabados generales de la subestación y se avanzó en la perforación de las fundaciones de las torres 2, 3 y 4. Así mismo, fueron vaciadas las torres 1 y 2.

Finalizó la construcción de diez aerogeneradores y su equipo asociado y se firmó el contrato de transporte marítimo. Se tiene prevista su llegada a Puerto Bolívar el 3 de noviembre de 2003.

Se inició en el edificio de la subestación el montaje de las bahías de subestación y su correspondiente cableado, se instaló el transformador principal de 25 MVA y se continuó con el cableado de los tableros de medida y protección.

En los sistemas de comunicación satelital; se amplió el ancho de banda del enlace con el fin de mejorar el acceso a la red corporativa. **FOC: feb 2004.**

PORCE III: Se continuó en la excavación de las galerías exploratorias de la presa. Los días 12 y 19 de septiembre se cerraron los procesos licitatorios para las vías de acceso e interventoría de obras de infraestructura respectivamente.

Se está actualizando entre otros la prediación, censos mineros ya que estos son insumos requeridos para la negociación de los predios y la elaboración de los manuales de precios.

Se avanzó con la preparación de los pliegos para las licitaciones de campamentos La Primavera, presa, obras subterráneas y compuertas de aducción y derivación.

Se realizó una reunión en el municipio de Amalfi con el fin de presentar el proyecto y divulgar las políticas sociales y de empleo que tiene implícito el proyecto. **FOC: jun 2010.**

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.

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	Jun / 04	Ago / 04	Obras civiles avance del 91%
LA HERRADURA	HIDRO	2	19.7	9.85	Jul / 04	Sep / 04	Obras civiles avance del 71 %
JEPİRACHI	EÓLICO	15	19.5	1.3	Feb / 04	May / 04	Fueron vaciadas las fundiciones de las torres 1 y 2.
				18	Mar / 04	Mar / 04	
TERMOYOPAL	GAS	4	82	28	Mar / 04	Mar / 04	En desarrollo
				18	Sep / 04	Sep / 04	
				18	Sep / 04	Sep / 04	
TRAS. CALDERAS	HIDRO	--	--	--	Oct / 04	Oct / 04	En estudio
REC. CALDERAS	HIDRO	--	26	--	Mar / 06	Mar / 06	En estudio
TRAS. GUARINÓ	HIDRO	--	--	--	Jun / 07	Jun / 07	En estudio
TRAS. MANSO	HIDRO	--	--	--	Dic / 07	Dic / 07	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) TRAS.: Trasvase de río. REC.: Recuperación

Costo incremental operativo de racionamiento de energía

	COSTO	\$/kWh
UMBRAL	CRO1	449.0
	CRO2	814.2
	CRO3	1,427.9
SEGMENTO 4	CRO4	2,827.6
	CRO1 (ESTRATO 4)	346.6

Pesos de Septiembre 30 de 2003. Estos valores rigen durante el mes de Octubre de 2003.

Demanda de energía eléctrica doméstica

El comportamiento de la demanda de energía en septiembre de 2003, presentó un aumento, situándose el crecimiento acumulado en el año 2003 en 3.12%. En los últimos doce meses se ha observado un crecimiento de esta en el orden de 3.19%. Por otra parte al comparar el mes de septiembre de 2003 con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior se muestra un aumento de la demanda del 2.80%.

La figura 1, presenta el comportamiento de la demanda de energía en porcentaje acumulada desde enero hasta septiembre de 2003, el comportamiento de los últimos doce meses y las variaciones mensuales con respecto al año anterior.

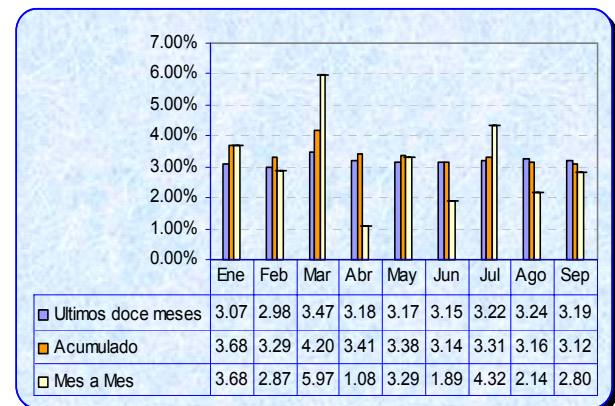


Figura 1. Demanda de energía en agosto de 2003

Evolución de aportes hídricos y embalse agregado

El nivel de aportes en el mes de septiembre de 2003 mostró un aumento con respecto al presentado en el mismo periodo del año 2002, este aumento se debió principalmente a un mayor nivel de precipitaciones en las áreas de Antioquia, Oriente y Centro. Los aportes en el mes de septiembre de 2003, fueron de 83.57% de la media histórica. El comportamiento del nivel de aportes hídricos se aprecia en la figura 2.

La evolución del embalse agregado mostró un ligero aumento con respecto al nivel presentado en el mes de agosto de 2003. El nivel del embalse a 30 de septiembre



fue de 76.56% de su volumen real. La figura 3, presenta el comportamiento del embalse y el costo de la energía

en bolsa presentada en el año 1998 y lo corrido del año 2003, para ambas variables.

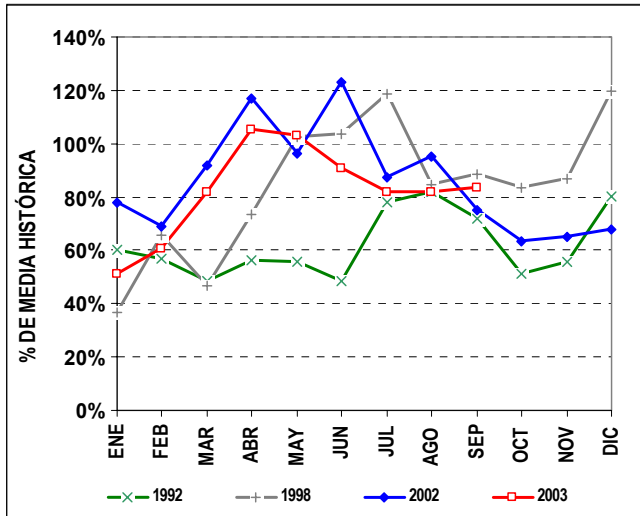


Figura 2. Evolución de los aportes hídricos

(Fuente : CND)

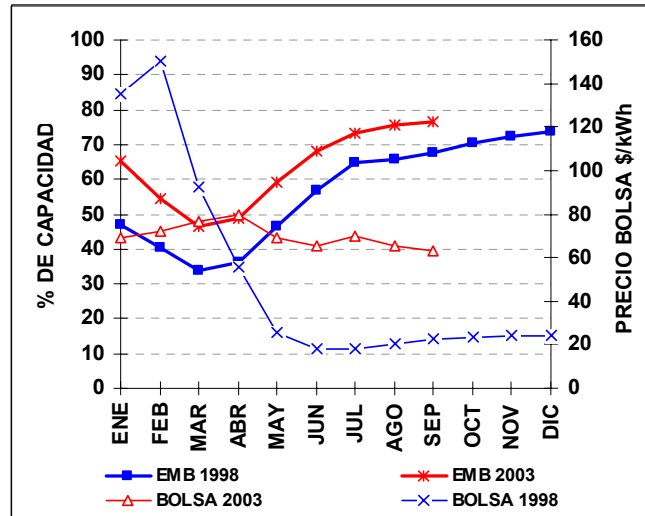


Figura 3. Evolución del embalse agregado y precio de bolsa de energía

(Fuente : MEM Y CND)

Seguimiento a las principales variables del SIN

VARIABLES	SEP-03	AGO-03	JUL-03	JUN - 03	MAY - 03	ABR - 03	MAR - 03	FEB - 03	ENE - 03	DIC - 02	NOV - 02	OCT - 02
DEMANDA												
Dem. Energía GWh	3,862.21	3,915.66	3,982.14	3,670.80	3,917.44	3,720.52	3,916.37	3,563.74	3,809.03	3,907.53	3,758.89	3,893.14
Dem. Máx Potencia MW	7,569.00	7,570.00	7,425	7,633.00	7,660.00	7,696.00	7,637.00	7,774.50	7,484.00	8,078.00	7,65400	7,492.00
CAPACIDAD												
Capacidad Efectiva* MW	13,340.58	13,340.62	13,328.95	13,328.95	13,328.95	13,366.32	13,438.95	13,438.95	13,475.18	13,466.0	13,055.59	13,054.79
DISPONIBILIDAD PROMEDIO												
Hidráulica MW	7,625	7,778.43	7,766.07	7,862.06	7,682.22	7,616.79	7,769.54	7,899.02	8,371.28	8,313.80	7,597.64	7,570.21
Carbón MW	637.02	616.19	673.53	678.64	675.01	671.29	680.14	680.32	685.07	681.10	551.59	523.49
Gas MW	3,191.46	3,177.21	3,183.19	3,181.50	3,214.56	3,264.63	3,327.15	3,461.49	3,373.40	3,264.69	3,138.01	3,165.07
Menores MW	129.55	123.92	126.47	132.15	130.68	128.08	132.81	126.64	128.79	130.61	133.82	128.45
Cog y auto MW	53.03	51.43	52.25	50.25	51.14	47.30	50.57	50.67	51.27	51.41	50.69	51.37
TOTAL	11,636.06	11,747.18	11,801.51	11,904.60	11,753.64	11,728.09	11,960.21	12,218.14	12,609.81	12,441.61	11,831.75	11,438.59
APORTES Y EMBALSE												
Res. Brutas Hídricas GWh	12,075.16	12,041.59	11,606.09	10,786.20	9,433.10	7,744.56	7,394.69	8,684.69	10,380.25	12,190.12	13,394.25	13,644.57
Embalse Volumen %	76.56	75.77	73.03	67.87	59.35	48.73	46.53	54.64	65.31	76.70	81.79	83.32
Aportes Acumulado %	83.57	82.14	81.75	91.16	103.78	105.39	82.23	61.04	51.18	67.92	65.31	63.52
GENERACIÓN												
Hidráulica GWh/mes	3,011.47	3,166.64	3,287.94	2,955.72	2,940.23	2,798.20	2,853.16	2,601.70	2,743.57	2,757.72	2,908.32	2,902.02
Carbón GWh/mes	183.22	224.07	192.79	171.33	266.08	336.45	377.04	267.24	297.21	264.94	112.64	227.94
Gas GWh/mes	648.12	474.54	348.96	452.87	541.91	546.14	692.96	586.45	682.66	783.10	630.63	653.87
Menores GWh/mes	100.72	99.37	112.53	115.88	122.59	105.50	88.35	70.86	82.44	99.74	99.92	96.86
Cogen y autoprod GWh/mes	38.76	39.23	39.90	37.27	39.27	32.67	37.19	32.63	35.18	40.70	37.97	39.77
TOTAL	3,982.29	4,003.87	3,982.17	3,733.07	3,910.09	3,818.96	4,048.70	3,558.88	3,841.06	3,946.20	3,789.48	3,920.46
FACTOR UTILIZACIÓN												
Hidráulico	0.48	0.49	0.51	0.47	0.46	0.44	0.49	0.49	0.44	0.45	0.53	0.52
Carbón	0.36	0.43	0.37	0.34	0.52	0.67	0.73	0.57	0.58	0.52	0.23	0.44
Gas	0.24	0.17	0.12	0.17	0.20	0.20	0.26	0.30	0.28	0.29	0.24	0.24
Menores	0.51	0.54	0.64	0.69	0.71	0.63	0.52	0.46	0.48	0.59	0.62	0.58
Cog y auto	0.77	0.78	0.83	0.81	0.82	0.70	0.78	0.76	0.74	0.85	0.82	0.83
PRECIOS DE BOLSA Y CONTRATOS												
Prom. Precio Bolsa \$/kWh	63.02	65.34	70.07	65.03	69.46	79.99	76.60	72.01	69.21	64.27	53.39	59.62
Contratos \$/kWh	72.73	72.09	71.89	71.95	72.46	73.47	72.43	71.85	72.68	68.69	66.70	66.50
CERE \$/kWh	30.93	30.17	31.07	32.51	31.63	32.85	31.49	35.84	32.93	31.11	29.92	28.78

Fuente: MEM, CND Res. Reservas Dem. Demanda. * Incluye cogeneración y autoprodutores: 64,1 MW. Cog y autoprod: Cogeneradores y autoprodutores. Precios medios de contratos



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							
<u>TermoYopal</u>	90	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	II 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 Lumbi	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	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: 8265 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	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	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: 569.8 MW							
La Herradura	19.7	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Ago - 04	EEPPM	1
La Vuelta	11.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Jun - 04	EEPPM	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
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	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
Cucuana	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.

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.

Proyectos de cogeneración con aplicación en el enfoque ESCO en el sector azucarero colombiano

Al finalizar el año de 1998, con la participación de entidades estatales (Ministerio del Medio Ambiente y la UPME), privadas (Asocaña) y del *Programa de las Naciones Unidas* -PNUD-, se identificó un subsector del sector industrial, al cual se podrían asignar recursos del Fondo GEF (Global Environment Facility), a través de un proyecto TIPO PDF-B. Los recursos de ese fondo son destinados por las Naciones Unidas a la búsqueda de soluciones de problemas ambientales en países en desarrollo.

A finales de diciembre de 1999 el GEF aprobó la solicitud de recursos para el estudio "Cogeneración industrial para el sector azucarero colombiano introduciendo y aplicando el enfoque ESCO". En la implementación de este estudio el GEF aporta las dos terceras partes de la financiación del estudio y el resto por las entidades colombianas.

A comienzos del año 2001, se logró consolidar las diferentes etapas y procesos que conducían al desarrollo de cada uno de los objetivos trazados y de los cuales se mencionan algunos de ellos y su desarrollo:

- *Establecer las posibles barreras que impiden la cogeneración en el sector azucarero.* En este sentido se trabajó en detectar los elementos que no permiten hacer competitiva la cogeneración en el mercado eléctrico colombiano, eso sí, sin crear mecanismos que vayan en detrimento del mercado de energía eléctrica y que afecten a los demás agentes participantes del mercado. En sí se detectó que existen algunas barreras para la generación en pequeña escala.
- *Evaluar los aspectos técnicos y sociales del proyecto así como el uso de la biomasa proveniente de la caña de azúcar.* En los estudios se detectó que el potencial del sector azucarero era de aproximadamente 180 MW, sin embargo se requiere que los ingenios cambien de calderas y para trabajar con calderas a presiones de 900 psig. En este caso además del bagazo, se requiere que sea utilizado el 30% de los residuos.
- *Seleccionar y evaluar proyectos piloto de cogeneración en el sector azucarero.* Inicialmente se determinó que en el proyecto participaran tres ingenios pilotos (Incauca, Manuelita y Mayagüez), sin embargo a

lo largo del proyecto el ingenio La Cabaña mostró interés en su participación como ingenio piloto, siendo este el cuarto ingenio piloto.

- *Introducir y aplicar un enfoque ESCO (Compañía de Servicios Energéticos) en la cogeneración del sector azucarero.* Este objetivo aún está en discusión y se está buscando si los ingenios azucareros deben implementar cada uno una compañía ESCO o una sola ESCO para todos los ingenios.

Interconexiones internacionales

Desde la entrada en operación del enlace internacional Jamondino – Pomasqui a 230 kV, el 01 de marzo de 2003 se inició el intercambio de energía entre Colombia y Ecuador. Al finalizar el mes de septiembre, por dicho enlace se han intercambiado con Ecuador 735.46 GWh, de los cuales 673.77 GWh se han realizado desde Colombia hacia Ecuador y en sentido contrario 61.69 GWh.

De igual manera por el enlace Panamericana – Tulcán a 138 kV se han transmitido desde Colombia 40.66 GWh. El total de la energía enviada desde Colombia hacia Ecuador por los dos enlaces ha sido de 714.42 GWh y en sentido inverso de 61.69 GWh. El comportamiento de la exportación e importación de energía por este enlace se aprecia en la figura 4.

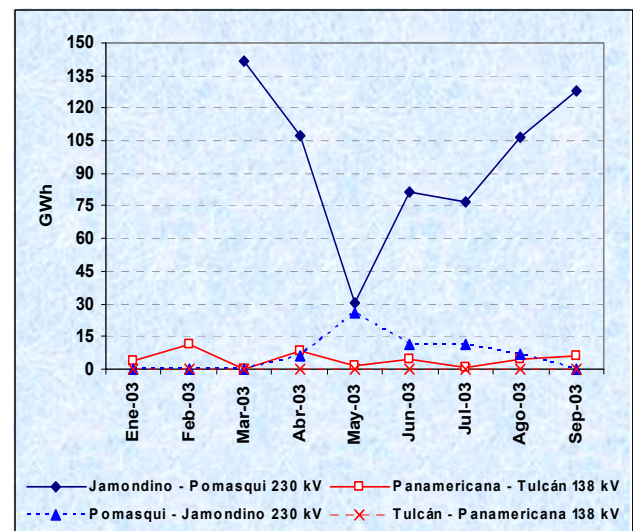


Figura 4. Exportación e Importación de energía de Colombia con Ecuador