

Bogotá D.C., Agosto de 2008

ÍNDICE

- ▶ **Aclaraciones.**
- ▶ **Hechos relevantes.**
- ▶ **Información de mercado.**
- ▶ **Desempeño Emgesa.**
- ▶ **Desempeño EEB transmisión.**
- ▶ **Desempeño REP y Transmantaro.**
- ▶ **Desempeño Codensa**
- ▶ **Desempeño Gas Natural**
- ▶ **Desempeño Financiero EEB.**
- ▶ **Vínculo a los estados financieros no auditados:**
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3739>
- ▶ **Vínculo al informe trimestral de TGI:**
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3722>
- ▶ **Anexo 1: Nota legal.**
- ▶ **Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.**

ACLARACIONES

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la S.F. Las cifras de junio de 2007 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 1,960.61 por 1 USD; las cifras de junio de 2008 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 1,923.02 por 1 USD.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ La información financiera de Emgesa, Codensa, REP, CTM y Gas Natural presentada en este informe no necesariamente coincide con la información de los estados financieros porque proviene de estados financieros no auditados e informes de gestión.

[Regresar al índice](#)

HECHOS RELEVANTES

- ▶ El pasado 25 de julio el BR decidió aumentar la tasa de intervención en 25 pbs (de 9.75% a 10%) como mecanismo para contener la inflación. La decisión se fundamentó en una aceleración de la inflación total durante el mes de junio y un aumento de las expectativas inflacionarias.
- ▶ El BR viene incrementando sus tasas de interés desde principios de 2006 (lo ha hecho en 400 puntos básicos en algo más de dos años), señal de una política monetaria ortodoxa de claro sesgo antiinflacionario.
- ▶ Las decisiones del BR empezaron a tener impacto en la economía real y particularmente en la demanda agregada. Después de la decisión, el BR proyectó un crecimiento del PIB de 4.3%.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- ▶ El diferencial entre el rendimiento de los bonos de EEB y el de los bonos soberanos de la República de Colombia (vencimiento 2014; calificación BB+ de Fitch) se redujo en cerca de 43 pbs entre enero y junio de 2008.
- ▶ La demanda de electricidad redujo su ritmo de crecimiento (2.1% en el primer semestre de 2008) como consecuencia de la reducción en la demanda (consumo en el sector) industrial. De otra parte, la demanda de gas natural creció 7.7% en el mismo período, consolidando a este energético como uno de los de mayor crecimiento en el país.
- ▶ EEB continúa mejorando su generación de caja y sus indicadores de apalancamiento y cobertura.
- ▶ A partir de agosto de 2008 operará un nuevo esquema de tarifas en el área de operaciones de Codensa (Resolución CREG 058 de 2008). El nuevo esquema definirá tarifas de distribución por regiones y no por operador como funciona hoy en día. El impacto de esta nueva regulación para Codensa es neutro.
- ▶ EMGESA construirá el proyecto hidroeléctrico de Quimbo (aprox. 396 MW) gracias a la adjudicación en junio de un cargo por confiabilidad. El proyecto deberá iniciar producción a finales de 2014.
- ▶ CTM asumirá la concesión de un proyecto de transmisión que el gobierno peruano adjudicó el pasado 17 de junio. Se trata de la línea Chilca – La Planicie – Zapallal cuya inversión estimada es de Usd 117 mm. La línea debe entrar en operación en el primer trimestre de 2010.
- ▶ En el primer semestre de 2008 Gas Natural S.A. conectó 42,173 nuevos clientes, superando las metas previstas por la compañía (35,750). Al finalizar junio la compañía contaba con 1, 494,815 usuarios.
- ▶ El primer semestre de 2008 finalizó con un total de 88,849 vehículos funcionando a GNV en la zona de influencia de Gas Natural los cuales representan el 34.5% del total de vehículos que funcionan con este energético en el país (257,510).

[Regresar al índice](#)

INFORMACIÓN DE MERCADO

Demanda de electricidad en Colombia

		2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Demanda	GWh	52,851	25,920	26,458	2.1
Demanda Pico	Mw	9,093	8,411	8,541	1.5
Capacidad Instalada	Mw	13,406	13,405	13,474	0.5

Fuente: XM- UPME

En el primer semestre de 2008 la demanda de energía eléctrica creció 2.1% comparada con el mismo periodo del año anterior. Es un crecimiento significativamente inferior al del mismo período de 2007 (4,8%) y se explica, principalmente, por una menor demanda del sector industrial (-3.5%) compensada por incrementos en la demanda de minas y canteras (8.5%) y comercio (7.0%).

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Evolución de la demanda de energía en Perú

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
GWh	27,254.90	13,324.9	14,639.9	9.9

Fuente: COES-SINAC

La demanda de electricidad en Perú creció cerca del 10% en el primer semestre de 2008; cifra similar al 10.1% del mismo período del año anterior. Las estimaciones del Instituto Peruano de Economía proyectan un crecimiento del PIB cercano al 8% en 2008.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EMGESA

Disponibilidad de su infraestructura

	2007 Final (%)	2007 Ene - Jun (%)	2008 Ene - Jun (%)
Plantas menores (1)	98.6	98.4	86.6
Centrales hídricas (2)	93.0	87.2	94.7
Centrales térmicas	60.7	65.7	57.8
Total	89.1	84.1	89.3

Fuente: Emgesa

- (1) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW y que no son despachadas centralmente.
 (2) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada superior a 20 MW que efectúan sus transacciones de energía en el MEM.

Gracias a la finalización en 2007 del mantenimiento de la hidroeléctrica del Guavio, la disponibilidad total de Emgesa aumentó en el primer semestre de 2008. La reducción en la disponibilidad térmica es consecuencia del mantenimiento de las unidades 3 y 5 de la central Termozipa.

Balance eléctrico - GWh

		2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Ventas (1)	Contratos	10,539.2	4,206	5,395	28.3
	Spot	5,073.8	1,750	2,496	42.6
	Total	15,613.1	5,956	7,891	32.5
Producción		11,941.8	4,625	6,004	29.8
Compras	Contratos	788.9	398	451	13.3
	Spot	3,025.1	999	1,529	53.1
	Total	3,814.4	1,397	1,980	41.7

Fuente: Emgesa

- (1) La sumatoria de las compras y la producción es inferior a las ventas porque una pequeña porción se destina al consumo propio.

Las cifras semestrales no son comparables pues las de 2008 incluyen los resultados de la fusión de Emgesa y Betania. De todas maneras se observa que las ventas y la producción del primer semestre de 2008 equivalen, aproximadamente, al 50% de los resultados de finales de 2007 (que ya reflejaban la fusión de las dos compañías).

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Mm COP	69,900	20,302	19,379	(4.5)
Mm USD	34.7	10.3	10.1	(1.9)

Fuente: Emgesa

En el primer semestre de 2008 Emgesa ha realizado inversiones de mantenimiento en Termozipa y Termocartagena. En el caso de Termocartagena se trata de la modernización de su infraestructura y su conversión a carbón. Se espera que esté lista para 2010.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
Ingresos operacionales	1,326,561	569,678	723,386	21.2	290.6	376.2
Costo de ventas	(645,077)	(279,796)	(336,502)	16.8	(142.7)	(175.0)
Gastos administrativos	(29,995)	(11,943)	(9,685)	(23.3)	(6.1)	(5.0)
Utilidad operacional	651,540	277,939	377,199	26.3	141.8	196.1
Utilidad neta	405,307	161,196	210,219	23.3	82.2	109.3
Ebitda (1)	783,367	329,570	445,994	35.3	168.1	231.9
Dividendos decretados EEB (2)	263,594	5,150	78,446	1,423.2	2.6	40.8
Reducciones de capital a EEB	0	0	0		0	0
Deuda neta (3) / Ebitda	1.90	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Ebitda / Intereses	4.96	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Deuda financiera neta	1,492,294	621,981	1,393,389	124.0	317.2	724.6

Fuente: Emgesa

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Emgesa y agregando la amortización de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

Los principales indicadores financieros de Emgesa muestran resultados positivos gracias a la fusión con Betania. De principal importancia es el aumento del Ebitda en 35% jalonado por los mejores resultados operacionales de las compañías fusionadas.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EEB TRANSMISIÓN

Indicadores operativos

	Final 2007	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Disponibilidad infraestructura (1)	99.92	99.86	99.9	0.1
Compensación por indisponibilidad (2)	0.0001	0.009	0.005	(44.7)
Cumplimiento programa mantenimiento (3)	100%	100	100	0.0
Participación en la actividad de transmisión en Colombia (4)	8.1%	7.3	8.1	10.9

Fuente: EEB

(1) % de tiempo disponible de la infraestructura

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- (2) % del ingreso recibido descontado debido a la indisponibilidad acumulada de activos puntuales superior a la meta regulatoria.
- (3) Relación entre la cantidad de mantenimientos ejecutados y la cantidad de mantenimiento programados a ejecutarse dentro del Plan Semestral de Mantenimiento
- (4) Relación de la cantidad de activos de transmisión de propiedad de EEB y los activos totales de transmisión en Colombia.

Inversiones

	Final 2007	2007 Ene – Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Mm COP	109,601.6	27,050	2,401	(91.1)
Mm USD	54.4	13.8	1.2	(91.1)

Fuente: EEB

El grueso de las inversiones de 2007 se relaciona con el proyecto de interconexión con Ecuador que entró en operación a finales de ese año. Las inversiones de 2008 han estado orientadas a temas de RSE principalmente en el área de influencia de la línea de Ecuador.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO REP Y TRANSMANTARO
REP -Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD	Mm USD		
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Ingresos operacionales	70.7	32.9	39.0	18.4
Costo de ventas	(28.9)	(16.5)	(19.8)	19.9
Utilidad operacional	34.6	16.4	19.2	16.9
Utilidad neta	16.7	8.1	10.0	23.5
Ebitda (1)	47.4	22.9	26.7	16.8
Dividendos decretados a EEB (2)	6.0	0	0	0.0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0.0
Deuda neta (3) / Ebitda	3.2	N.D	N.D	N.D
Ebitda / Intereses	5.5	N.D	N.D	N.D
Deuda financiera neta	154.4	131.4	148.1	12.7

Fuente: REP

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de REP y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) Incluye reservas distribuidas.
- (3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

El incremento en la utilidad operacional se explica, principalmente, por los mayores ingresos derivados del nuevo proyecto de Chilca y por los servicios de operación y mantenimiento que la compañía le presta a CTM.

Por su parte, el aumento en el costo ventas es consecuencia del ajuste salarial anual y de los mayores costos de operación y mantenimiento previstos en el presupuesto anual.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Transmantaro - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD		Mm USD		
	2007 Final		2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Ingresos operacionales	28.1		14.22	14.25	0.2
Costo de ventas	(7.7)		(5.1)	(4.3)	(15.4)
Utilidad operacional	18.6		9.1	9.9	8.9
Utilidad neta	10.1		4.4	5.2	19.1
Ebitda (1)	23.94		11.9	12.6	6.2
Dividendos decretados a EEB (2)	2.7		0	0	0.0
Reducciones de capital a EEB	1.6		0	0	0.0
Deuda neta (2) / Ebitda	2.6		N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	4.0		N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	61.6		62.4	51.2	(17.9)

Fuente: CTM

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
 (2) Incluye reservas distribuidas.
 (3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

Los ingresos operacionales se mantienen relativamente estables porque la revaluación del Sol afectó negativamente el nivel de la tarifa anual que se revisó en enero pasado. La reducción en el costo de ventas es consecuencia de un aplazamiento de algunas labores de O&M.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO CODENSA
Crecimiento de la demanda de Codensa vrs. Nacional

		2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Codensa	GWh	12,534	6,111	6,328	3.5
Nacional	GWh	52,851	25,920	26,454	2.1

Fuente: Codensa; XM

La demanda de Codensa continúa creciendo por encima de la demanda nacional, de hecho el PIB de Bogotá que es el área de operación de Codensa, representa el 25% del PIB nacional aproximadamente, concentrando gran parte de la actividad económica del país.

Calidad de la cartera - Cop mm

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Cartera vencida (1)	89,688	93,728	97,445	4.0
Promedio Mensual de Facturación (2)	170,806	165,269	184,614	11.7
Índice de Morosidad (3)	52.50%	56.70%	52.8%	(6.9)

Fuente: Codensa

- (1) Es la cartera con una morosidad superior a los 30 días.
 (2) Promedio facturación mensual: Promedio mensual de la facturación de los últimos 12 meses
 (3) Índice de morosidad: (1)/(2)

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Se observa una reducción en el índice de morosidad. Mientras la cartera morosa tiene un crecimiento relativamente moderado, la facturación aumentó en una cifra superior como consecuencia del incremento de la demanda de energía y de un cambio regulatorio que le permite a la compañía trasladar en forma directa el costo de la energía (antes tenía que utilizar un promedio móvil).

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Mm COP	213,151	64,099	86,242	34.5
Mm USD	105.8	32.7	44.8	37.0

Fuente: Codensa

El incremento en la demanda en la zona que atiende Codensa ha impulsado inversiones para la construcción de nuevas redes y la remodelación y repotenciación de las existentes.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
Ingresos operacionales	2,173,028	1,046,813	1,214,115	16.0	533.9	631.4
Costo de ventas	(1,497,471)	(734,458)	(818,631)	11.5	(374.6)	(425.7)
Gastos administrativos	67,885	33,669	33,110	(1.7)	17.2	17.2
Utilidad operacional	607,672	278,686	362,373	30.0	142.1	188.4
Utilidad neta	378,565	164,624	220,268	33.8	84.0	114.5
Ebitda (1)	845,141	399,359	487,314	22.0	203.7	253.4
Dividendos decretados a EEB (2)	195,869	195,869	196,753	0.4	99.9	102.3
Reducciones de capital a EEB	57,955	0	0		0	0
Deuda neta (2) / Ebitda	1.98	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	8.69	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	1,136,247	1,070,709	1,191,647	11.3	546.1	619.7

Fuente: Codensa

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Codensa y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

En el período de análisis, el EBITDA de la compañía creció cerca del 22% gracias, principalmente, al mejor resultado operacional de la compañía. Los mayores ingresos operacionales se deben al aumento en la demanda y al cambio en la fórmula de cálculo de la tarifa mencionado anteriormente, que le permite a Codensa trasladar el costo de la energía en forma inmediata (antes era un promedio móvil). Además, los ingresos derivados de Codensa Hogar crecieron 36% en el período analizado.

El costo de ventas crece a un menor ritmo que los ingresos operacionales porque una buena parte de las compras de energía de 2008 se sustentan en contratos de compraventa negociados a precios menores de los que actualmente se negocian en el mercado.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Los dividendos decretados a EEB prácticamente se mantienen iguales debido a que en 2007 estos fueron mayores gracias a un beneficio tributario.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO GAS NATURAL

Número de clientes por tipo

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Residencial	1,424,485	1,383,981	1,464,512	5.8
Comercial- Industrial	29,014	27,798	30,303	9.0
Total Clientes	1,453,499	1,411,779	1,494,815	5.9

Fuente: Gas Natural SA ESP

El aumento en el número de clientes de la compañía se sustenta en la competitividad del gas natural como fuente de energía (a nivel industrial, comercial, GNV y residencial).

La industria en Colombia tiene un estímulo para sustituir fuentes líquidas de energía por energéticos como el gas natural gracias a una política de eliminación de subsidios. A nivel residencial, el costo del gas natural es significativamente menor al de la electricidad.

Volumen de ventas por tipo de cliente – Mmpcd

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Residencial	36	34.9	37.5	7.4
Comercial- Industrial	65.9	64.2	69.5	8.3
GNV	21.6	20.7	23.6	14.0
Total	123.5	119.9	130.6	8.9

Fuente: Gas Natural SA ESP. Conversión a pcd por EEB.

Como se mencionó, el gas natural se convirtió en un energético competitivo. En Bogotá, para un usuario vehicular el costo del gas natural es aproximadamente el 50% del costo equivalente de la gasolina corriente y a nivel comercial el costo del gas natural puede equivaler al 27% del costo equivalente de la energía eléctrica.

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %
Mm COP	52,914	19,269	7,365	(61.8)
Mm USD	26.3	9.8	3.8	(61.2)

Fuente: Gas Natural SA ESP.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

La reducción en las inversiones es consecuencia del aplazamiento para 2009 de un proyecto de cogeneración con Ecopetrol y de la estrategia para maximizar el uso de las redes actuales lo cual busca atender la creciente demanda.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
Ingresos operacionales	790,803	376,910	432,315	14.7	192.2	224.8
Costo de ventas	(446,170)	205,196	238,590	16.3	104.7	124.1
Gastos administrativos	86,678	42,245	43,958	4.0	21.5	22.9
Utilidad operacional	257,955	129,469	149,767	15.7	66.0	77.9
Utilidad neta	191,111	100,323	127,372	27.0	51.2	66.2
Ebitda (1)	289,909	145,748	166,475	14.2	74.3	86.6
Dividendos decretados a EEB (2)	39,368	39,368	48,099	22.2	20.1	25.0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (2) / Ebitda	0.32	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	18.99	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	79,064	183.198	59,532	(67.5)	93.4	31.0

Fuente: Gas Natural SA ESP

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Gas Natural SA y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

DESEMPEÑO FINANCIERO EEB

Estado de resultados consolidado

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun	Var %	2007 Ene - Jun	2008 Ene - Jun
Ingresos Operacionales (1)	453,196	179,217	273,457	52.6	91.4	142.2
Transmisión de electricidad	73,630	33,952	43,957	29.5	17.3	22.9
Transporte de gas natural	379,565	145,265	229,500	58.0	74.1	119.3
Costo de ventas (2)	159,247	61,485	108,131	75.9	31.4	56.2
Transmisión de electricidad	27,593	12,348	20,948	69.6	6.3	10.9
Transporte de gas natural	131,653	49,137	87,183	77.4	25.1	45.3
Utilidad bruta	293,949	117,732	165,326	40.4	60.0	86.0
Dividendos decretados e intereses (3)	638,247	285,103	358,348	25.7	145.4	186.3
Diferencia en cambio neta (4)	321,398	392,869	125,931	(67.9)	200.4	65.5
Otros ingresos (5)	32,337	9,884	11,427	15.6	5.0	5.9
Gastos administrativos	126,076	61,836	36,236	(41.4)	31.5	18.8
Gastos financieros	246,563	90,409	126,237	39.6	46.1	65.6
Otros gastos	38	4	3,058	76,350.0	0.0	1.6
Ingreso extraordinario (6)	0	0	0	0.0	0	0
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	913,254	653,339	495,501	(24.2)	333.2	257.7
Interés minoritario (7)	(7,810)	7,838	3,532	(54.9)	4.0	1.8
Impuesto de renta	(36,406)	27,672	19,086	(31.0)	14.1	9.9
Utilidad neta	422,479	617,829	472,883	(23.5)	315.1	245.9

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte de gas natural de sus compañías controladas TGI y Transcogas.
- (2) Corresponde al costo de ventas del servicio de transmisión que presta directamente EEB y del servicio de transporte de gas natural de sus empresas controladas TGI y Transcogas. Incluye gastos de personal, materiales, costos de operación y mantenimiento, depreciación, amortización y seguros relacionados con dichas actividades.
- (3) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas e intereses por inversiones temporales y los patrimonios autónomos de pensiones.
- (4) Se refiere a la pérdida o ganancia neta por efecto de la variación en la tasa de cambio y su impacto en los activos y pasivos denominados en moneda extranjera.
- (5) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (6) Ingreso generado por las reducciones de capital de Codensa. Parte de las reducciones de capital se reflejan como ingreso extraordinario por la diferencia entre el valor en libros de los activos aportados por EEB a Codensa y el valor final de la inversión recibida por la empresa de parte de Codensa.
- (7) Corresponde a la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios en las empresas consolidadas por EEB.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

La línea de interconexión con Ecuador y la de Mocoa-Jamondino que entraron en operación en el segundo semestre de 2007 afectaron positivamente los ingresos operacionales de transmisión. En cuanto al aumento en el costo de ventas, éste se explica por la mayor depreciación de los nuevos activos de transmisión. En efecto, la línea de Ecuador que tuvo un costo aproximado de Cop 127 mil millones empezó a depreciarse en noviembre de 2007.

Las variaciones operacionales del negocio de transporte de gas se explican, principalmente, por una diferencia en los períodos contables debido a que TGI inició operaciones en marzo de 2007.

La variación en los dividendos decretados e intereses se deben, principalmente, porque en el primer semestre de 2007 Emgesa decidió aplazar la distribución de dividendos a la espera de la fusión con Betania.

Es importante anotar que el resultado final de dividendos e intereses en 2007 tuvo un comportamiento atípico pues incluyó dividendos extraordinarios de la fusión de Emgesa con Betania (aprox. COP 140,000 mm) y de reservas por parte de Codensa (aprox. COP 124,000 mm)

La reducción en el rubro de diferencia en cambio se justifica por la revaluación del peso colombiano frente al dólar y su efecto en la valoración de la deuda de la compañía. En el primer semestre de 2007 la revaluación fue del 15% mientras que en el primer semestre de 2008 la revaluación fue del 4.8%.

El aumento en los gastos financieros es consecuencia de un mayor período de causación de intereses en 2008 sumado a un mayor costo de la deuda en dicho período. En efecto, a finales de enero de 2007 y mediados de febrero del mismo año, EEB y TGI recibieron un crédito puente por un valor total de Usd 1,460 mm la mayor parte del cual fue sustituido en octubre de dicho año con bonos de largo plazo y a un costo financiero mayor.

Indicadores financieros

	Mm Cop			Mm USD	
	2007 Final	2008 Jun	Var %	2007 Final	2008 Jun
Ebitda consolidado (últimos 12 meses) (1)	949,599	1,087,034	14.5	471.3	565.3
Ebitda consolidado y ajustado (últimos 12 meses) (2)	949,599	1,087,034	14.5	471.3	565.3
Margen Ebitda consolidado (3)	87.0%	84.9%	(2.4)	87.0%	84.9%
Deuda neta consolidada (4) / Ebitda consolidado (1) OM: < 4.5	2.79	2.15		2.79	2.15
Ebitda consolidado (1) / Intereses consolidados (5) OM: > 2.25	4.46	5.13		4.46	5.13

(1) Son los ingresos consolidados de EEB menos el costo de ventas, los gastos administrativos, los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos de las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los pagos pensionales y las provisiones de los últimos doce meses.

(2) Es el Ebitda consolidado más las reducciones de capital de las compañías participadas.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- (3) Resulta de dividir el Ebitda consolidado entre los ingresos operacionales adicionados por los dividendos y los ingresos de intereses (sin incluir los intereses recibidos por las inversiones de los patrimonios autónomos pensionales) de los últimos doce meses.
- (4) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (5) Son los gastos financieros consolidados de los últimos doce meses.

El fuerte aumento en el EBITDA (14.5%) se explica en parte, gracias al aumento en el resultado operacional de las compañías y en parte porque durante los dos primeros meses de 2007 no se consolidaron los resultados de TGI (la compañía inició operaciones en marzo de ese año).

En el período de análisis, mejoran los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses gracias al aumento en el Ebitda mencionado anteriormente y a la revaluación del peso que redujo el valor nominal de la deuda neta de la compañía.

Estructura de la deuda consolidada.

	2007 Final Cop Mm	2007 Jun Cop Mm	Part. %	2008 Jun Cop Mm	Part. %	2007 Jun Mm USD	2008 Jun Mm USD
Deuda financiera en COP (1)	175,464	181,859	5.9	103,811	3.5	92.7	54.0
Deuda financiera en USD (1)	3,011,212	2,906,580	94.1	2,873,471	96.5	1,482.5	1,494.2
Total deuda financiera	3,186,676	3,088,439	100.0	2,977,282	100.0	1,575.2	1,548.2

(1) Incluye los intereses causados.

Se observa una reducción en la deuda consolidada de EEB principalmente por el efecto de la revaluación en la valoración de la deuda en pesos y menor medida por vencimientos y prepagos de créditos con banca local.

Adicionalmente en mayo se sustituyó el saldo del crédito puente por USD 100 mm de Libor más 2% por un crédito con CAF pactado a 12 años, con 5 años de gracia y una tasa de Libor más 1.6%.

Cuentas del balance consolidado

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Jun	2008 Jun	Var %	2007 Jun	2008 Jun
Activos corrientes	736,716	588,077	895,411	52.3	299.9	465.6
Activos fijos	1,330,877	1,266,150	1,314,895	3.8	645.8	683.7
Otros activos	7,729,913	7,328,294	7,671,055	4.7	3,737.8	3,989.1
Total Activos	9,797,506	9,182,521	9,881,361	7.6	4,683.5	5,138.5
Pasivos corrientes	604,627	3,172,600	523,852	(83.5)	1,618.1	272.4
Pasivos de largo plazo	3,062,081	320,063	3,107,539	870.9	163.2	1,616.0
Total pasivos	3,666,708	3,492,663	3,631,391	4.0	1,781.4	1,888.4
Interés minoritario	33,242	32,368	34,666	7.1	16.5	18.0
Patrimonio	6,097,556	5,657,490	6,215,304	9.9	2,885.6	3,232.0

Fuente: EEB

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co



El incremento en los activos corrientes se dio gracias a los dividendos por cobrar y el aumento en las inversiones temporales.

El aumento en los activos fijos refleja la capitalización del proyecto de interconexión con Ecuador y la adquisición de la línea Mocoa – Jamondino en diciembre y noviembre de 2007, respectivamente.

Por último la reducción en los pasivos corrientes y el aumento de los pasivos de largo plazo es resultado de la refinanciación de la deuda de la compañía a través de bonos en los mercados internacionales en octubre del año pasado.

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

ANEXO 1: NOTA LEGAL

Este documento contiene palabras tales como "anticipar", "creer", "esperar", "estimar", y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en esta presentación, incluyendo y sin limitación, a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones. Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a las estrategias de negocio de la Compañía presentes y futuras y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. Estas estimaciones corresponden únicamente a la fecha de esta presentación. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.

Las proyecciones financieras y otras estimaciones en este informe se realizan bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se pueden esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulte inválido. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. Por consecuencia, este informe no debe ser considerado un registro por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben contar con las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la compañía no puede considerarse pauta del desempeño futuro de la misma.

[Regresar al índice](#)

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

ANEXO 2: TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

- ▶ BR: Banco de la República; Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 10⁹
- ▶ CAF: Corporación Andina de Fomento.
- ▶ CFD: Pies cúbicos día.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Entidad responsable de la planeación, consecución, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ GWh: Giga vatios hora; unidad de energía que equivale a 1.000.000 kwh.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ KM: Kilómetros.
- ▶ KWH: Unidad de energía. Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora.
- ▶ MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
- ▶ MM: Millones.
- ▶ ML: Millas.
- ▶ MW: Megavatio. Unidad de potencia o trabajo que equivale a un millón de vatios.
- ▶ O&M: Operación y mantenimiento.
- ▶ PBS: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ Proinversión: Agencia peruana encargada de la promoción de la inversión privada en el Perú.
- ▶ RSE: Responsabilidad social empresarial.
- ▶ SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- ▶ STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera. Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso – dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE ELECTRICIDAD: consumidores de electricidad que tienen un pico de demanda mayor a 0,10 MW o, un consumo mínimo mensual mayor a 55,0 MWh.
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE GAS NATURAL: usuario con un consumo superior a 100 kpcd.

[Regresar al índice](#)