

Bogotá D.C., mayo de 2008

ÍNDICE

- ▶ **Términos técnicos y regulatorios.**
- ▶ **Aclaraciones**
- ▶ **Hechos relevantes.**
- ▶ **Información macroeconómica.**
- ▶ **Información sectorial.**
- ▶ **Desempeño Emgesa.**
- ▶ **Desempeño EEB transmisión.**
- ▶ **Desempeño REP y Transmantaro.**
- ▶ **Desempeño TGI.**
- ▶ **Desempeño Codensa**
- ▶ **Desempeño Gas Natural**
- ▶ **Resultados Financieros EEB.**
- ▶ **Anexo 1: Balance y estado de resultados consolidados de EEB.**

TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

- ▶ 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 10^9
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ 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.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ Gwh: Gigavatios 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.

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

- ▶ ML: Millas.
- ▶ MW: Megavatio. Unidad de potencia o de trabajo que equivale a un millón de vatios.
- ▶ PCD: Pies cúbicos día.
- ▶ Proinversión: Agencia peruana encargada de la promoción de la inversión privada en el Perú.
- ▶ 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.

ACLARACIONES AL INFORME

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. 2003: 2.780,82 COP/USD; 2004: 2.412,10 COP/USD; 2005: 2.282,35 COP/USD; 2006: 2.238,79 COP/USD y; 2007: 2.014,76 COP/USD.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza el punto (.) para separar los miles y la coma (,) 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.

HECHOS RELEVANTES

- ▶ EL PIB colombiano creció 7,52%; la tasa de crecimiento más alta de los últimos 29 años, impulsado por la demanda interna y la inversión.
- ▶ Colombia mantuvo la calificación de grado de inversión para su deuda soberana denominada en pesos. El precio promedio de las negociaciones de los bonos de EEB en

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

2007 fue de 103,31; reflejando un buen nivel de confianza hacia la compañía por parte de los inversionistas.

- ▶ La demanda de electricidad creció en 2007 4,01%.
- ▶ La UPME estima que debido al crecimiento proyectado de la demanda de electricidad, Colombia requerirá ampliar su capacidad instalada entre 6.300 y 6.600 MW entre el 2008 y el 2023.
- ▶ Emgesa se consolidó como el generador más importante de Colombia gracias a la fusión con la CHB. Esta operación permitió aprovechar importantes sinergias financieras y operativas que impactaron positivamente el flujo de caja hacia EEB.
- ▶ EEB culminó con éxito el proyecto de interconexión eléctrica con Ecuador. También adquirió una línea en operación en el sur del país (Mocoa – Jamondino). Se espera que estos dos activos generen ingresos anuales de aproximadamente COP 11.500 mm.
- ▶ REP concreto sinergias con CTM para la prestación de servicios de administración, operación y mantenimiento lo que se reflejó en mejores utilidades operacionales de ambas compañías.
- ▶ La demanda de electricidad en la zona atendida por Codensa (Bogotá y algunos municipios del departamento de Cundinamarca) creció 6,17%; cifra superior al crecimiento de la demanda nacional. Codensa decretó mayores dividendos y distribuyó reservas acumuladas gracias a que la compañía alcanzó reservas legales por el máximo requerido por la legislación Colombiana.
- ▶ Las ventas de Gas Natural S.A. crecieron cerca de 15% impulsadas por la demanda de los clientes comerciales, industriales y de GNV. Los dividendos decretados a EEB crecieron cerca de 16,8%
- ▶ El EBITDA consolidado de EEB aumentó aproximadamente 178% y finalizó el 2007 en un valor cercano a los COP 949.000 mm, impulsado por los mayores dividendos de sus compañías participadas y la consolidación de los estados financieros de TGI.
- ▶ EL EBITDA anualizado de TGI, la mayor subsidiaria de EEB, finalizó 2007 en aproximadamente COP 341.973 mm. con un aumento del 16,5% en comparación con el logrado por Ecogas en 2006, impulsado por el mayor volumen transportado y contratado de la compañía (para mayor detalle sobre los resultados de TGI visite nuestro sitio web www.eeb.com.co/relacionconinversionistas).
- ▶ En octubre de 2007 finalizó con éxito la estrategia de restructuración de la deuda de EEB y TGI con la colocación de bonos en los mercados internacionales por un valor de USD 1.360

mm. EEB está adelantando gestiones para reestructurar USD 100 mm adicionales en deuda de largo plazo.

- ▶ Los indicadores consolidados de apalancamiento y cobertura de intereses de EEB finalizaron 2007 en mejores niveles a los exigidos por el contrato de los bonos para adquirir deuda adicional.

INFORMACIÓN MACROECONÓMICA



Indicadores económicos seleccionados

Población	46 Mm
Área	1,1 Mm K ²
PIB 2007 en USD bln (p)	149,4
PIB per cápita 2007 en USD	3.247
Var. real PIB 2007	7,52%
Inflación 2007	5,7%
Riesgos soberano deuda en moneda local (1)	BBB+ /Estable/A-2
Riesgos soberano deuda en moneda extranjera (1)	BB+/Estable/B

Fuente: Dane; Banco de la República.

(1) Calificación de Standard and Poors actualizada al 31 de marzo de 2008.

p: provisional

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

Evolución de indicadores económicos seleccionados

	2003	2004	2005	2006	2007
PIB	3,74%	4,87%	4,72%	6,80%	7,52% (e)
Inflación	6,49%	5,50%	4,85%	4,48%	5,69%
Inversión extranjera directa (USD mm)	1.720	3.015	3.540	3.951	7.870
TRM (USD/COP) (1)	2.781	2.412	2.282	2.238	2.015

Fuentes: Dane; Banco de la República, Superintendencia Financiera, Proexport.

(e): Estimado

(1) A final del período.

Colombia es la cuarta economía más grande de América Latina y ha experimentado una aceleración en su crecimiento durante los últimos años. El PIB del país creció 5,5% en promedio entre 2003 y 2007. En 2007, el crecimiento de la economía fue cercano al 7,5%, la tasa de expansión económica más alta de los últimos 29 años. El DNP estima que en 2008 la economía crecerá a una tasa cercana al 5%.

Los principales motores de la expansión económica, desde la perspectiva de la demanda, fueron el consumo de los hogares y la inversión que en conjunto representan cerca del 90% del PIB colombiano. El año pasado el consumo de los hogares creció 7,3% (frente a 6,6% en 2006) y la inversión 21,17% (frente a 26,9% en 2006). Los mayores niveles de confianza son una de las principales razones que explican el favorable comportamiento de estos dos rubros de la demanda agregada. Diferentes analistas económicos señalan que la inversión y el consumo de los hogares tendrán un comportamiento positivo en 2008 y que la tasa de crecimiento de la economía será cercana al 5%; una tasa menor a la de 2007 pero importante en el actual contexto internacional.

La inflación en 2007 fue superior a la de 2006. Las mayores presiones inflacionarias provinieron de la demanda interna, los alimentos y el crudo. El BR se anticipó al cambio de tendencia de la inflación al incrementar gradualmente sus tasas de intervención que pasaron de 6,5% en junio de 2006 a 9,5% en diciembre de 2007. Para 2008, el BR estableció como meta de inflación un rango entre 4,5% y 5,5% y el mercado parece estar confiado en que dicha meta se cumplirá. Una reciente encuesta realizada entre 36 entidades del sector financiero señala que, en promedio, los agentes del mercado esperan que la inflación sea del 5,16% (la desviación estándar de la encuesta es de 0,33%).

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

En 2007, Colombia continuó siendo un destino atractivo para la inversión extranjera. De hecho, el monto de este tipo de inversión prácticamente se duplicó en relación con 2006. Cerca del 50% de la inversión extranjera se ha canalizado hacia los sectores de minas e hidrocarburos. Sin embargo, montos importantes han sido invertidos en sectores como el manufacturero, el industrial y el financiero. La dinámica de inversión externa en el país no se frenó a pesar del reciente clima negativo de los mercados internacionales de capitales. De hecho, en los dos primeros meses de 2008 ingresaron al país cerca de USD 2 bln de inversión extranjera directa, cifra superior a la registrada en el mismo período de 2007.

La tasa de cambio se apreció en Colombia entre el 2003 y el 2007 en 27,5% y entre 2006 y 2007 la revaluación alcanzó 10,01%. El influjo de capitales externos y las remesas han sido los principales responsables de la revaluación del dólar. El ingreso de divisas ha generado en los últimos años un superávit en la cuenta de capitales superior al déficit de la cuenta corriente. Esta diferencia en 2007 generó un superávit de USD 1.6 bln.

INFORMACIÓN SECTORIAL

Colombia: Demanda y capacidad instalada

	Demanda		Demanda Pico		Capacidad Instalada	
	GWh	Var %	Mw	Var %	Mw	Var %
2003	45.772	2,83	8.257	2,22	13.231	-1,49
2004	47.019	2,72	8.332	0,91	13.339	0,82
2005	48.829	3,85	8.639	3,68	13.348	0,07
2006	50.815	4,07	8.762	1,42	13.277	-0,53
2007	52.851	4,01	9.093	3,80	13.406	0,97

Fuente: XM- UPME

A partir de 2005 se acelera el crecimiento de la demanda de electricidad en gran medida como consecuencia del mayor crecimiento económico. En los dos últimos años la demanda de energía eléctrica creció levemente por encima del 4%. La UPME estima que la demanda crecerá 4,2% entre el 2008 y el 2011 y 3,7% entre este último año y el 2023, y en consecuencia la capacidad instalada del país deberá incrementarse entre el 2008 y el 2023 entre 6.300 y 6.600 Mw (cerca del 50% de la capacidad instalada actual).

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

Colombia: Principales y potenciales proyectos de generación

Proyecto	Capacidad MW	Tecnología	Posible fecha de entrada
Termoflores	160	CC Gas	2009
Termocol	210	Gas	2009
Merilectrica	103	CC Gas	2009
MiniHidro	59,1	Mini Hidro	2009
Porce III	660	Hidro	2010
CC- Endesa 1	400	CC Gas	2012
Quimbo	400	Hidro	2015
Chapasía	800	Hidro	2015
Porce IV	400	Hidro	2015
Pescadero	2.400	Hidro	2017
Termocandelaria	560	CC Gas	2012
Termoupar	300	Gas	Sin Confirmar
Termolumbi	300	Gas	Sin Confirmar
Termo Yariguies	225	Gas	Sin Confirmar
Cabrera	600	Hidro	Sin Confirmar
Fonce	520	Hidro	Sin Confirmar
Andaqui	705	Hidro	Sin Confirmar
Minihidro	162	Mini Hidro	Sin Confirmar
Sogamoso	840	Hidro	Sin Confirmar
Total	8.204,1		

Fuente: UPME

En la tabla anterior se incluyen los principales proyectos de generación inscritos ante la UPME (a febrero de 2008). Esta es información indicativa pues la ejecución de estos proyectos depende de decisiones privadas en las que a su vez tendrá un peso importante el resultado de las subastas de Cargo por Confiabilidad que se llevarán en mayo y junio de 2008. El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo que incentiva la construcción de nuevas facilidades de generación. El esquema está basado en las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que son un compromiso de los generadores, con respaldo real de activos de generación, de abastecer determinada cantidad de energía en condiciones críticas de abastecimiento (por ejemplo, durante períodos de extrema sequía cuando la generación hidráulica se ve restringida). En contraprestación al generador se le garantiza un ingreso mínimo, conocido y durante un plazo determinado que lo recibe a partir de la entrada en operación del proyecto y hasta por 20 años. El esquema busca incentivar inversiones en plantas existentes, en construcción y nuevos proyectos y la subasta es un mecanismo competitivo para asignar en forma eficiente las remuneraciones arriba mencionadas.

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

Colombia: Composición de la capacidad instalada

Año	Capacidad Instalada – Mw					Participación %		
	Hídrica	Térmica		Otros (1)	Total	Hídrica	Térmica	Otros
		Carbón	Gas					
2003	8.852	692	3.633	54	13.231	66,9%	32,7%	0,4%
2004	8.915	692	3.724	67	13.398	66,5%	33,0%	0,5%
2005	8.943	694	3.659	52	13.347	67,0%	32,6%	0,4%
2006	8.511	700	3.562	504 (2)	13.277	64,1%	32,1%	3,8%
2007	8.525	700	3.598	583	13.406	63,6%	32,1%	4,3%

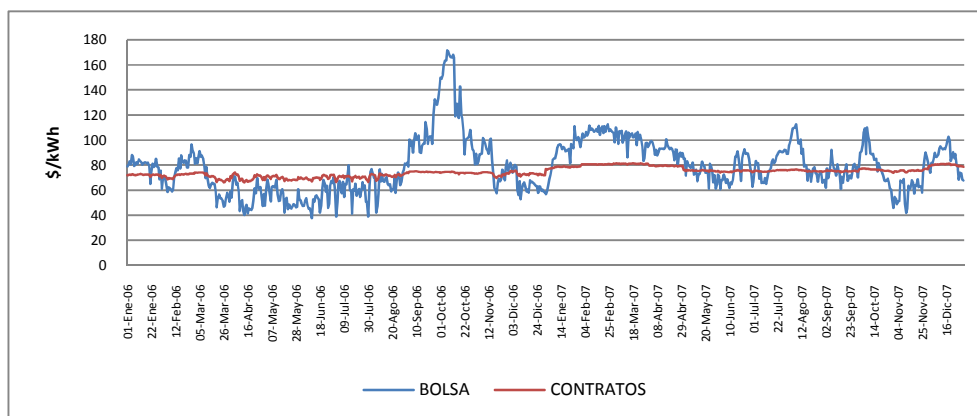
Fuente: XM

(1) Corresponde a plantas hidráulicas con una capacidad menor a 20 Mw y que no son despachadas centralmente.

(2) De los 583 Mw, 463 MW corresponde a capacidad de generación que antes estaba clasificada en hídrica.

La mayor parte de la generación de electricidad en Colombia es de origen hidráulico. Esta representó en 2007 el 64% del total de la capacidad de generación que se despachó centralmente (plantas mayores a 20 Mw y que están conectadas al SIN). Gracias a las políticas implementadas por Colombia en la década de los 90 para reducir la dependencia en la generación hídrica, hoy en día cerca del 32% de la capacidad instalada del país es térmica, y de esta cerca del 84% es generación con base en gas natural.

Colombia: Precios en el mercado mayorista



Fuente: XM

La gráfica muestra la evolución de los precios en el mercado mayorista colombiano. El mercado mayorista de electricidad es un mercado no regulado diseñado para promover la

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

competencia y al que acuden los generadores, los comercializadores y los Usuarios No Regulados. Los precios de la electricidad se forman libremente y las transacciones se realizan a través de dos mecanismos: (i) contratos de compraventa de largo plazo negociados libremente y (ii) operaciones a la vista o "spot" a través de subastas que se realizan cada hora en la bolsa de energía. En 2007 alrededor del 71% de la energía eléctrica tranzada estaba soportada en contratos de largo plazo.

Debido al alto componente hídrico en el sistema colombiano, los precios en el mercado a la vista o "spot" son bastante volátiles y tienden a incrementarse en las temporadas de poca lluvia y a reducirse en las temporadas de mucha lluvia. Por su parte, los precios de los contratos tienden a reflejar las condiciones estructurales de oferta y demanda.

En 2007, los precios en el mercado a la vista tuvieron una menor volatilidad al compararlos con 2006 ya que en este último año las lluvias fueron menores. En la gráfica también se observa un leve incremento en los precios de los contratos a finales de 2007 que refleja la menor diferencia entre la capacidad instalada y la demanda del país.

Colombia: Importaciones y exportaciones

	Gwh		Miles de USD	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2003	1.129,2	67,2	80.307	2.476
2004	1.681,1	35,0	135.109	738
2005	1.757,9	16,0	151.733	509
2006	1.608,6	1,1	127.104	50
2007	876,6	38,4	66.269	1.336

Fuente: XM

En 2003 Colombia inició intercambios comerciales con Ecuador. Históricamente la balanza comercial ha sido favorable para Colombia porque una parte importante de la generación en Ecuador es con base en combustibles líquidos, y por ende, más costosa comparada con la colombiana. Entre 2003 y 2007 Colombia exportó a Ecuador electricidad por un valor aproximado de USD 560 mm e importó de dicho país aproximadamente USD 5,1 mm. A finales de 2006 Ecuador tomó la decisión de eliminar algunos gravámenes al combustible utilizado para generación. Esta decisión se siente con fuerza en 2007 cuando las exportaciones de Colombia se reducen a prácticamente la mitad. Si bien Ecuador es un

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

mercado interesante para Colombia, las exportaciones a ese país representan menos del medio por ciento de la demanda nacional.

Perú - Evolución de la demanda de energía.

	Demanda	
	GWh	Var %
2003	20.668,5	5,24
2004	21.903,5	5,87
2005	23.001,1	5,01
2006	24.763,8	7,66
2007	27.254,9	10,06

Fuente: COES-SINAC

La demanda de electricidad en Perú creció a una tasa superior al 10% en 2007, impulsada por el alto crecimiento de la economía (8.9% en 2007).

Perú – Proyectos de expansión en transmisión.

Proyectos	Monto Estimado USD mm
LT Vizcarra- Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero	200
LT mantaro- Cotaruse-Socabaya en 220 kV LT Cataruse Machupicchu	300
LT Chilca-La Planicie-Zapallal 500 kV	120
TOTAL	620

Fuente: COES-SINAC

En 2008 Proinversión subastará proyectos de transmisión por un valor cercano a los USD 620 mm. Son concesiones a 30 años adjudicadas mediante el sistema de subastas públicas y asignadas al participante que ofrezca el menor ingreso anual.

DESEMPEÑO EMGESA

Disponibilidad de su infraestructura

	2006 %	2007 %
Plantas menores (1)	90.2	98.6
Centrales hidricas (2)	94.9	93.0
Centrales térmica	72.5	60.7
Total	94.10	89.09

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.

Entre 2006 y 2007 la disponibilidad total de las plantas se redujo de 94,1% a 89,09% como consecuencia de los mantenimientos realizados a algunos de sus activos de generación. Durante los meses de mayo y junio de 2007 se realizó un mantenimiento a la central hidroeléctrica del Guavio (la mayor planta de generación de Emgesa con 1.200 Mw) y a finales del año se realizó un mantenimiento a las unidades 3 y 4 de Termozipa (una planta de generación térmica a carbón de 223 MW). El mantenimiento del Guavio era programado y tuvo un impacto menor en los ingresos de la compañía gracias a que Emgesa, antes del inicio del mantenimiento, aumento las ventas de esta hidroeléctrica y participó activamente en la bolsa comprando y vendiendo energía en el mercado para cumplir con sus compromisos contractuales. Por su parte, las unidades de Termozipa que entraron en mantenimiento representan el 4,7% de la capacidad total de generación de la compañía y estuvieron fuera de servicio en un período de lluvia en que normalmente la planta no es despachada.

Balance eléctrico - Gwh

	Ventas (1)			Producción	Compras		
	Contratos	Spot	Total		Contratos	Spot	Total
2006	8.170,2	4.102,3	12.272,6	10.359,8	249,6	1.783,7	2.033,3
2007	10.539,2	5.073,8	15.613,1	11,941,8	788,9	3.025,1	3.814,4

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.

En 2007, las ventas de la compañía aumentaron en aproximadamente 27% frente a 2006. Una parte sustancial de este incremento se explica por la fusión de Emgesa con CHB. La compañía fusionada inició operaciones en septiembre de 2007 y los resultados de ese año

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

incluyen las ventas totales de las dos compañías. En 2006, las ventas de CHB fueron de 3.054 Gwh.

Inversiones

	Mm COP	Mm USD
2003	16.223	7,8
2004	15.136	6,3
2005	19.232	8,4
2006	84.072	37,6
2007	69.900	34,7

Fuente: Emgesa

En 2006 Emgesa adquirió la Central Cartagena (188 Mw) por un valor de COP 39.000 mm (USD 17.5 millones). Las inversiones más significativas en 2007 corresponden a los mantenimientos mayores de la unidad 2 de la Central Cartagena y de la Central Hidroeléctrica del Guavio.

Participación de mercado – Energía Firme (1)

	2006 %	2007 %
Emgesa	19,1	20,3
EPM	19,2	18,1
Isagen	12,5	12,9
EPSA	5,3	5,1
Corelca (Gecelca)	16,6	16,1
Chivor	4,9	4,4
Otros	22,5	23,1

Fuente: XM

(1) Es la capacidad de generación en condiciones críticas de hidrología

Gracias a la fusión con CHB, Emgesa aumentó su participación de mercado en 1,2 puntos porcentuales, consolidándose como lo más grande empresa de generación del país. En Colombia, la regulación impone límites a la integración vertical al establecer que ningún generador podrá tener una participación de mercado superior al 25%. Sin embargo, en 2007 se modificó la regulación para permitir porcentajes de participación superiores al 25% y hasta el 30% con una vigilancia especial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP			Mm USD	
	2006	2007	Var %	2006	2007
Ingresos operacionales	1.049.195	1.326.561	26,4	468,6	658,4
Costo de ventas	(552.345)	(645,077)	16,8	(246,7)	(320,2)
Gastos administrativos	(33.457)	(29.995)	(10,3)	(14,9)	(14,9)
Utilidad operacional	463.393	651.540	40,6	207,0	323,38
Utilidad neta	283.633	405.307	42,9	126,7	201,2
Ebitda (1)	569.443	783.367	37,6	254,4	388,8
Dividendos decretados a EEB	118.965	263.594	121,6	53,1	130,8
Reducciones de capital a EEB	0	0		0	0
Deuda neta (2) / Ebitda	0,99	1,90		0,99	1,90
Ebitda / Intereses	7,91	4,96		7,91	4,96

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) 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.

Gracia a la fusión de Emgesa y CHB se lograron importantes sinergias financieras. En noviembre de 2007 se decretó la distribución de utilidades retenidas de Emgesa para el año 2006 y de CHB para los años 2004, 2005 y 2006 por un valor de aproximadamente COP 501.701 mm de los cuales se pagaron en 2007 aproximadamente COP 390.000 mm. La diferencia se pagó en marzo de 2008. EEB utilizó parte de los dividendos decretados (el equivalente a USD 70,1 mm) para adquirir nuevas acciones ordinarias de la compañía fusionada y de esta manera mantener inalterada su participación accionaria.

Adicionalmente, la fusión permitió aprovechar pérdidas fiscales acumuladas de CHB que redujeron el valor del impuesto de renta de 2007 logrando un beneficio financiero aproximado de COP 91.000 mm que se reflejaron en las utilidades netas del ejercicio de 2007.

Las sinergias de la fusión se reflejaron también en la generación de caja. Como se observa en la tabla, el crecimiento de los ingresos fue casi 10 puntos porcentuales superior al crecimiento en los costos de ventas.

La reducción del 10% en los gastos administrativos de la compañía se explica por un cambio en la contabilización del impuesto al patrimonio. Por norma, a partir de 2007 este impuesto

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

se contabiliza contra una cuenta patrimonial y no como un gasto en el estado de resultados. El impuesto al patrimonio es un gravamen temporal que vence en 2010.

DESEMPEÑO TRANSMISIÓN - EEB

Indicadores operativos

	2006	2007
Disponibilidad infraestructura (1)	99,93	99,92
Compensación por indisponibilidad (2)	0,0116	0,0000
Cumplimiento programa mantenimiento (3)	100%	100%
Participación en la actividad de transmisión en Colombia (4)	7,42%	8,12%

(1) % de tiempo disponible de la infraestructura

(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

	Mm COP	Mm USD
2004	4.807,7	2,0
2005	20.170,4	8,8
2006	41.912,6	18,7
2007	109.601,6	54,4

Fuente: EEB

En 2007 finalizó la construcción de la una línea de interconexión con Ecuador. El costo total del proyecto, que se inició a finales de 2005, fue de aproximadamente COP 143.000 mm. Es un proyecto de una longitud total 378.7 km y que genera ingresos adicionales para EEB de aproximadamente COP 9.000 mm anuales.

También en 2007, EEB adquirió del gobierno nacional a través de una subasta la línea Mocoa - Jamondino por un valor cercano a los COP 20.000 mm. Se espera que este activo genere ingresos anuales adicionales para EEB de aproximadamente COP 2.500 mm anuales.

DESEMPEÑO REP Y TRANSMANTARO
REP -Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD		
	2006	2007	Var %
Ingresos operacionales	60,89	70,73	16,2
Costo de ventas	26,84	28,85	7,5
Utilidad operacional	27,79	34,63	24,6
Utilidad neta	10,88	16,71	53,6
Ebitda (1)	40,02	47,42	18,5
Dividendos decretados a EEB	0	6,0	
Reducciones de capital a EEB	0	0	
Deuda neta (2) / Ebitda	2.66	3.21	
Ebitda / Intereses	4.25	5.49	

Fuente: REP 2007

- (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) 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 aumento en la utilidad operacional de REP se explica por: (i) los mayores ingresos generados desde mayo gracias al ingreso en operación del proyecto Chilca (línea 220 kv con 50 km en doble circuito, 50 km en circuito sencillo y una subestación); (ii) los mayores ingresos derivados de los servicios de administración, operación y mantenimiento que REP le presta a CTM; (iii) el efecto de la revaluación del sol (cerca del 7% en 2007) sobre las cifras expresadas en dólares y; (iv) la recuperación de ingresos de la concesión gestionados ante el gobierno peruano.

El incremento en la utilidad operacional impactó favorablemente la generación de caja de la compañía lo que se reflejó en un aumento en el Ebitda de 18,5% frente a 2006.

Transmantaro - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD		
	2006	2007	Var %
Ingresos operacionales	27,61	28,09	1,7
Costo de ventas	9,53	7,71	(19,1)
Utilidad operacional	16,31	18,63	14,2
Utilidad neta	7,24	10,06	38,9
Ebitda (1)	22,23	23,94	7,7
Dividendos decretados a EEB	0	2,72	
Reducciones de capital a EEB	0	1,60	
Deuda neta (2) / Ebitda	3,24	2,58	
Ebitda / Intereses (3)	3,56	4,0	

Fuente: CONSORCIO TRANSMANTARO

- (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) 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.

Las sinergias generadas con REP para la prestación de los servicios administrativos, operativos y de mantenimiento fue un factor importante en la reducción del costo de ventas en casi 20%.

DESEMPEÑO CODENSA

Crecimiento de la demanda de Codensa vrs. Nacional

	Codensa		Nacional	
	Gwh	Var %	Gwh	Var %
2003	10.310	3,41	45.772	2,83
2004	10.690	3,69	47.019	2,72
2005	11.146	4,27	48.829	3,85
2006	11.806	5,92	50.815	4,07
2007	12.534	6,17	52.851	4,01

Fuente: Codensa; XM

La demanda de Codensa creció a tasas superiores a la demanda nacional, comportamiento que se acentuó en los dos últimos años. Codensa opera en la ciudad de Bogotá y algunos municipios aledaños del departamento de Cundinamarca. Bogotá es el principal centro económico de Colombia y la sexta ciudad más grande de Latinoamérica en términos de población. El vigoroso crecimiento registrado por Colombia en los últimos años se ha sentido con mayor fuerza en Bogotá y su área de influencia lo cual explica porque la demanda de Codensa crece a tasas superiores a la demanda nacional.

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

Pérdidas de energía

	Reconocidas (1) %	Técnicas (2) %	Comerciales (3) %
2003	14,32	10,24	15,42
2004	14,33	9,68	14,44
2005	14,41	9,44	14,13
2006	14,27	8,90	13,87
2007	14,31	8,72	13,46

Fuente: Codensa

(1) Corresponde a las pérdidas reconocidas por el regulador en la tarifa y que son trasladadas al consumidor final.

(2) La pérdidas técnicas corresponden al balance entre la energía de entrada y la energía de salida del sistema de distribución.

(3) Las pérdidas comerciales corresponden al balance entre la energía comprada y la energía facturada e incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas.

Las pérdidas totales de Codensa se situaron en 2007 en cerca de un punto porcentual por debajo del nivel máximo reconocido por el regulador. Codensa es la empresa de distribución con operaciones urbanas y rurales con el mejor indicador de pérdidas en Colombia. La compañía ha reducido de manera constante su nivel de pérdidas.

Calidad de la cartera

	Cartera vencida COP mm (1)	Promedio Mensual de Facturación - COP mm (2)	Índice de Morosidad (3)
2003	82.005	103.989	78,9%
2004	81.341	134.715	60,4%
2005	93.547	139.975	66,8%
2006	86.016	155.982	55,1%
2007	89.688	170.806	52,5%

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)

El índice de morosidad de Codensa mejoró de manera sostenida desde 2003 y se redujo de 78,9% en dicho año a 52,5% en 2007. Codensa ha desarrollado con éxito un programa integral de recuperación de cartera que incluye acciones preventivas y correctivas. Las preventivas buscan un mayor acercamiento y un mejor conocimiento del cliente e incluyen acciones como cartas de recordación, rifas por pago anticipado de la factura, menores tiempos de reconexión, entre otros. Las acciones correctivas incluyen refinanciación y mejoras en los procesos de cobro prejurídico y jurídico.

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

Estructura de clientes

	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	No regulados	Público	Total Clientes	Var %
2003	1.751.397	181.624	32.831	6.090	0	0	1.972.016	3,2
2004	1.788.243	187.034	33.328	5.977	0	90	2.014.672	2,2
2005	1.840.082	192.680	33.919	6.093	0	90	2.072.894	2,9
2006	1.894.799	204.438	35.432	3.737	0	91	2.138.497	3,2
2007	1.953.490	214.090	37.239	3.684	0	92	2.208.559	3,3

Fuente: Codensa

Codensa tiene una cobertura cercana al 100%. Esto explica el crecimiento moderado en el número total de clientes. Sin embargo, al desagregar el crecimiento por tipo de cliente se observa que los comerciales e industriales crecieron en los dos últimos años a tasas promedio de 5,41% y 4,78%, respectivamente. Estos clientes representaron el 35,3% de la demanda total de la compañía. Por su parte, el número de clientes residenciales, que representaron el 57,8% de las demanda en 2007, crecieron 3,04% en el mismo período.

Inversiones

	Mm COP	Mm USD
2003	82.936	40,0
2004	95.508	39,6
2005	115.503	50,6
2006	184.039	82,2
2007	213.151	105,8

Fuente: Codensa

Las inversiones operativas de Codensa sumaron en 2007 COP 171.020 mm de las cuales cerca del 58% están asociadas al crecimiento de la demanda. El porcentaje restante corresponde, principalmente, a programas de mejoramiento en la calidad del servicio (21%) e inversiones en seguridad (9,5%) como cambio de activos obsoletos. Estas inversiones son reconocidas a través de la tarifa.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP			Mm USD	
	2006	2007	Var %	2006	2007
Ingresos operacionales	1.991.216	2.173.028	9,1	889,4	1.078,5
Costo de ventas	(1.354.885)	(1.497.471)	10,5	(605,2)	(743,3)
Utilidad operacional	564.986	607.672	7,6	252,4	301,6
Utilidad neta	376.117	378.565	0,7	168,0	187,9
Ebitda (1)	798.980	845.141	5,8	356,9	419,5
Dividendos decretados a EEB	129.681	195.869	51,0	57,9	97,2
Reducciones de capital	197.307	0		88,13	0
Excedentes de reserva decretada a EEB	0	57.955			28,7
Deuda neta (2) / Ebitda	0,78	1,98		0,78	1,98
Ebitda / Intereses (3)	13,90	8,69		13,90	8,69

Fuente: Codensa

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

(2) 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 2007, el margen bruto de la compañía (ingresos operacionales menos costo de ventas) se mantuvo estable. Si bien los ingresos operacionales crecieron cerca del 9% como consecuencia del crecimiento de la demanda, una mayor tarifa al usuario final y el crecimiento de la línea de Codensa Hogar, el costo de ventas creció en un porcentaje similar por mayores costos en la compra de energía debido al aumento en la demanda y al incremento de los precios del mercado mayorista.

A partir de 2006, Codensa acumuló una reserva legal superior al máximo exigido por la regulación colombiana (50% del capital suscrito). Gracias a la anterior, en 2007 la asamblea de accionistas decretó dividendos por el 100% de las utilidades netas de 2006 y distribuyó el excedente de la reserva legal.

DESEMPEÑO GAS NATURAL
Número de clientes por tipo

	Residencial	Comercial	Industrial	Total Clientes	Var %
2003	1.102.866	14.489	636	1.117.991	9,9
2004	1.194.386	17.465	691	1.212.542	8,5
2005	1.276.133	22.905	758	1.299.796	7,2
2006	1.345.773	25.385	878	1.372.036	5,6
2007	1.424.485	28.417	597	1.453.499	5,9

Fuente: Gas Natural SA ESP

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

El número total de clientes aumentó en 2007 5,9%. Si bien el ritmo de crecimiento de nuevos clientes se ha reducido en los últimos años, el aumento de 5,9% en 2007 es alto comparado con la adición de nuevos clientes en el mercado eléctrico. Esto se debe a que la compañía ha incrementado su cobertura (finalizó 2007 en el 91%) y a que el gas natural es uno de los energéticos de menor costo en Colombia

Volumen de ventas por tipo de cliente

	Mmpcd					Var
	Residencial	Comercial	Industrial	GNV	Total	%
2003	29,7	5,5	22,6	3,4	61,2	13,0
2004	32,6	6,3	28,5	5,2	72,6	18,7
2005	32,9	8,0	37,5	9,0	87,4	20,4
2006	35,4	10,0	47,2	14,8	107,5	22,9
2007	36,0	12,5	53,4	21,6	123,5	14,8

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

Las ventas crecieron en 2007 cerca de 15%, nivel 3 veces superior al crecimiento en el número de clientes. La demanda de los clientes comerciales, industriales y de GNV creció aproximadamente 25%, 13% y 46% y representó cerca del 71% del total de la demanda de la compañía

Ventas de GNV y vehículos convertidos en el área de influencia de Gas Natural

	Conversiones No	Var %	Ventas de GNV Mmpcd	Var %
2003	8.390	412	3,4	12,0
2004	8.788	5	5,2	54,3
2005	14.942	70	9,0	72,2
2006	29.412	97	14,8	64,5
2007	21.916	-25	21,6	45,8

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

El sector de mayor crecimiento de Gas Natural S.A. es el de GNV (46% de crecimiento en 2007 y 17,5% del total de las ventas de la compañía). Los estímulos para la conversión de vehículos a gas natural, la política de eliminación de subsidios a los combustibles líquidos y la mayor carga tributaria a estos últimos combustibles contribuyen de manera significativa al crecimiento del mercado del GNV.

En 2007 se convirtieron 21.916 vehículos a gas natural para un total de 83.457 vehículos operando con este combustible en la ciudad. En Colombia operan 235.058 vehículos con gas

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

natural y la meta del gobierno es lograr 500.000 vehículos convertidos antes de finalizar el 2011. De lograrse esta meta, se podrían duplicar el número de vehículos convertidos en Bogotá en un lapso de 4 años.

Inversiones

	Mm COP	Mm USD
2003	34.186	16,5
2004	27.095	11,2
2005	42.648	18,7
2006	52.197	23,3
2007	52.914	26,3

Fuente: Gas Natural SA ESP.

Las inversiones de 2007 totalizaron los COP \$52.914 mm. Las inversiones más importantes (68% del total) están relacionadas con la construcción de nuevas redes de distribución. Cerca del 2% de las inversiones corresponden a ampliaciones de la red actual y un 13% del total se invirtió en la construcción de estaciones de servicio de GNV.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP			Mm USD	
	2006	2007	Var %	2006	2007
Ingresos operacionales	677.278	790.803	16,8	302,5	392,5
Costo de ventas	383.714	446.170	16,3	171,4	221,5
Utilidad operacional	209.777	257.955	23,0	93,7	128,0
Utilidad neta	153.584	191.110	24,4	68,6	94,9
Ebitda (1)	245.642	289.909	18,0	109,7	143,9
Dividendos decretados a EEB	33.715	39.368	16,8	15,1	19,5
Reducciones de capital a EEB	0	0		0	0
Deuda neta (2) / Ebitda	0.31	0.32		0.31	0.32
Ebitda / Intereses	15.15	18.99		15.15	18.99

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

Entre 2006 y 2007 el margen bruto de la compañía se mantuvo estable. Sin embargo, el margen operacional aumentó gracias a que los gastos de administración y operación se mantuvieron prácticamente estables entre 2006 y 2007. En este resultado tuvo un impacto importante la reducción en COP 5.085 mm en la provisión para cuentas de difícil cobro por una venta de cartera que realizó Gas Natural en 2006 y la reducción en COP 1.795 mm en los gastos de mantenimiento y reparaciones de la parte administrativa.

Gracias a la mejor utilidad operacional, el EBITDA de la empresa finalizó 2007 en COP \$289.909 mm, cifra superior en 18.0 % a la registrada en 2006.

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

DESEMPEÑO FINANCIERO EEB

Indicadores financieros seleccionados

Estado de resultados consolidado

	Mm COP		Variación	Mm USD	
	2006	2007	%	2006	2007
Ingresos Operacionales (1)	90.742	453.196	399,4	40,5	224,9
Transmisión de electricidad	66.546	73.630	10,6	29,7	36,5
Transporte de gas natural	24.196	379.565	1.468,7	10,8	188,4
Costo de ventas (2)	37.317	159.247	326,7	16,7	79,0
Transmisión de electricidad	24.094	27.593	14,5	10,8	13,7
Transporte de gas natural	13.223	131.653	895,6	5,9	65,3
Utilidad bruta	53.425	293.949	450,2	23,9	145,9
Dividendos e intereses decretados (3)	317.217	638.247	101,2	141,7	316,8
Diferencia en cambio neta (4)	(4.660)	321.398	6.997	(2,1)	159,5
Otros ingresos (5)	39.632	32.337	(18,4)	17,7	16,1
Gastos administrativos	89.096	126.076	41,5	39,8	62,6
Gastos financieros	7.316	246.563	3.270,2	3,3	122,4
Otros gastos	333	38	(88,6)	0,1	0,0
Ingreso extraordinario (6)	117.050	0	(100,0)	52,3	0,0
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	425.919	913.254	114,4	190,2	453,3
Interés minoritario (7)	(1.403)	(7.810)	(456,7)	(0,6)	(3,9)
Impuesto de renta	(2.036)	(36.406)	(1.688,1)	(0,9)	(18,1)
Utilidad neta	422.479	869.037	105,7	188,7	431,3

- (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 parte de 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.

El aumento de la utilidad bruta se explica, principalmente, por la consolidación con los estados financieros de TGI, compañía que inició operaciones el 3 de marzo de 2007 (para

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

mayor detalle sobre los resultados de TGI visite nuestro sitio web www.eeb.com.co/relacionconinversionistas).

El aumento del 10,6% en los ingresos de transmisión se explica por el ingreso en operación de una nueva línea de transmisión (la de interconexión con Ecuador) que generó ingresos adicionales por aproximadamente COP 4.561 mm en 2007. Si bien esta línea entro en operación en noviembre de 2007, el proyecto empezó a percibir ingresos desde el mes de julio de 2007.

El costo de ventas por transmisión de electricidad aumentó 14,5%. Este aumento es consecuencia, principalmente, de las mayores depreciaciones de activos fijos por el ingreso en operación de la línea de interconexión con Ecuador y por los costos incurridos en la construcción de un desvío de una línea en la zona central de operación de EEB.

Los dividendos e intereses recibidos aumentaron en aproximadamente COP 321.030 mm entre 2006 y 2007. Todas las compañías participadas decretaron mayores dividendos a EEB. Sin embargo, en el resultado de 2007 tuvo un particular impacto los mayores dividendos de Emgesa que aumentaron en aproximadamente COP 143.629 mm entre dichos años gracias a las sinergias financieras de la fusión con CHB. Este valor representa aproximadamente el 45% del aumento en el rubro de dividendos e intereses. Por su parte Codensa, aumento sus distribuciones a EEB en COP 124.143 mm gracias a mayores dividendos decretados en relación con el ejercicio de 2006 y a la distribución de reservas.

La diferencia neta en cambio aumenta en COP 239.000 mm por el impacto de la revaluación del peso (10,01% entre 2006 y 2007) sobre los pasivos consolidados en moneda extranjera de la compañía. Entre enero y febrero de 2007, EEB y TGI contrataron un crédito puente por un valor total de USD 1.460 mm para financiar la compra de los activos derechos y contratos de Ecogas. En octubre del año pasado se sustituyeron USD 1.360 mm de dicho crédito puente con la emisión de bonos de EEB y TGI en los mercados internacionales. El aumento en los gastos financieros se explica por el mayor endeudamiento de la compañía.

Generación de caja

Sector	2006 – Mm COP		
	Ingresos Operacionales	Ebitda	Caja a EEB (1)
Generación (Emgesa)	1.049.195	569.443	118.965
Transmisión (EEB)	66.546	50.511	50.511
Transmisión (REP Y Transmantaro)	198.133	139.365	0
Transporte de GN (TGI) (2)	399.070	293.493	0
Transporte de GN (TCG)	24.196	12.383	3.600
Distribución (Condensa)	1.991.216	798.980	326.988
Distribución (Gas Natural)	677.278	245.642	33.715
Otros (3)			6.679
Total caja			540.459

Sector	2007 – Mm COP		
	Ingresos Operacionales	Ebitda	Caja a EEB (1)
Generación (Emgesa)	1.326.561	783.367	263.594
Transmisión (EEB)	73.630	55.061	55.061
Transmisión (REP Y Transmantaro)	199.099	143.773	20.792
Transporte de GN (TGI) (2)	423.151	341.973	0
Transporte de GN (TCG)	27.132	14.816	2.520
Distribución (Condensa)	2.173.028	845.141	253.824
Distribución (Gas Natural)	790.803	289.909	39.368
Otros (3)			6.950
Total caja			642.109

Sector	2006 – Mm USD		
	Ingresos Operacionales	Ebitda	Caja a EEB (1)
Generación (Emgesa)	468,64	254,35	53,14
Transmisión (EEB)	29,72	22,56	22,56
Transmisión (REP Y Transmantaro)	88,50	62,25	0
Transporte de GN (TGI) (2)	178,25	131,09	0
Transporte de GN (TCG)	10,81	5,53	1,61
Distribución (Condensa)	889,42	356,88	146,06
Distribución (Gas Natural)	302,52	109,72	15,06
Otros (3)			2,98
Total caja			241,41

Sector	2007 – Mm USD		
	Ingresos Operacionales	Ebitda	Caja a EEB (1)
Generación (Emgesa)	658,42	388,81	130,83
Transmisión (EEB)	36,55	27,33	27,33
Transmisión (REP Y Transmantaro)	98,82	71,36	10,32
Transporte de GN (TGI) (2)	210,03	169,73	0
Transporte de GN (TCG)	13,47	7,35	1,25
Distribución (Condensa)	1.078,55	419,47	125,98
Distribución (Gas Natural)	392,50	143,89	19,54
Otros (3)			3,45
Total caja			318,70

(1) Incluye dividendos y reducciones de capital.

(2) Las cifras de 2006 son de Ecogas. Las cifras de TGI fueron anualizadas dividiéndolas entre 304 (días transcurridos entre el 3 de marzo y el 31 de diciembre de 2007) y multiplicando el resultado por 365 (días totales del año). El Ebitda de TGI es la utilidad operacional más amortizaciones, más depreciaciones, más provisiones e impuestos indirectos. El de Ecogas es la utilidad operacional menos los ingresos relacionados con la Cuota de Fomento, más amortizaciones, más depreciaciones, más impuestos indirectos, más costos operacionales relacionados con la operación y mantenimiento de los BOMT.

(3) Incluye dividendos de Isa, Isagen, Banco Popular, Emsa y FEN.

Indicadores financieros

	Mm COP			MM USD	
	2006	2007	Var %	2006	2007
Ebitda consolidado (1)	342.013	949.599	177,65	152,77	471,32
Ebitda consolidado y ajustado (2)	539.319	949.599	76,07	240,90	471,32
Margen Ebitda consolidado (3)	85,63	87,00		85,63	87,00
Deuda neta consolidada (4) / Ebitda consolidado (1) OM: < 4,5	(0,03)	2,79		(0,03)	2,79
Ebitda consolidado (1) / Intereses consolidados (5) OM: > 2,25	49,94	4,46		49,94	4,46

(1) Es la consolidación de los ingresos 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.

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

(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).

(4) Es la deuda consolidada menos la caja libre.

(5) Son los gastos financieros consolidados.

El indicador de apalancamiento (deuda neta consolidada sobre EBITDA consolidada) y el de cobertura de intereses (EBITDA consolidado sobre intereses consolidados) finalizaron 2007 en mejores niveles que los exigidos por el contrato de los bonos para la adquisición de deuda adicional principalmente por: (i) El aporte de TGI a la generación de caja de EEB, (ii) los mayores dividendos de Emgesa gracias a las sinergias generadas por la fusión con CHB y, (iii) los mayores dividendos y la distribución de reservas de Codensa gracias a que a partir de 2006, la compañía acumuló la máxima reserva legal exigida por la legislación colombiana.

Estructura de la deuda consolidada.

	2006	Part.	2007	Part.	2006	2007
	COP Mm	%	COP Mm	%	Mm USD	Mm USD
Deuda financiera en COP	173.988	90	175.464	6	77,7	87,1
Deuda financiera en USD	19.128	10	3.011.212	94	8,5	1.494,6
Total deuda financiera	193.116	100	3.186.676	100	86,3	1.581,7

La estructura de la deuda consolidada de la compañía vario sustancialmente entre 2006 y 2007. En efecto, al finalizar 2007 el 94% de la deuda estaba denominada en dólares y su vida media era de 7,51 años. En octubre de 2007 la compañía colocó bonos en los mercados internacionales por USD 610 mm a 7 años y USD 750 mm a 10 años y se encuentra adelantando gestiones para refinanciar USD 100 mm de deuda de corto plazo. Se espera que cuando finalice esta refinanciación la vida media de la deuda aumente. El costo promedio ponderado de la deuda denominada en dólares es de aproximadamente 9,0% con gastos

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

financieros estimados en USD 130.48 mm anuales. Cabe resaltar que una parte importante de los ingresos consolidados (aproximadamente USD 126 mm) están indexados al dólar gracias a la estructura tarifaria de TGI. EEB planea implementar una estrategia de cobertura para minimizar el riesgo cambiario de la proporción no cubierta naturalmente.

Cuentas del balance consolidado

	Mm COP		Variación		Mm USD	
	2006	2007	COP	%	2006	2007
Activos corrientes	432.572	736.716	304.144	70,3	193,2	365,7
Activos fijos	258.742	1.330.877	1.072.135	414,4	115,6	660,6
Otros activos	5.133.534	7.729.913	2.596.379	50,6	2.293,0	3.836,6
Total Activos	5.824.848	9.797.506	3.972.658	68,2	2.601,8	4.862,9
Pasivos corrientes	350.760	604.627	253.867	72,4	156,7	300,1
Pasivos de largo plazo	330.691	3.062.081	2.731.390	826,0	147,7	1.519,8
Otros pasivos	0	0	0	0	0	0
Total pasivos	681.451	3.666.708	2.985.257	438,1	304,4	1.819,9
Interés minoritario	9.472	33.242	23.770	251,0	4,2	16,5
Patrimonio	5.133.925	6.097.556	963.631	18,8	2.293,2	3.026,4

A finales de 2007 los activos corrientes fueron superiores en COP 304.144 mm en comparación con 2006, por la caja generada gracias a los mayores dividendos y distribución de reservas provenientes de Emgesa y Codensa.

En los activos fijos de 2007 se consolidaron los gasoductos propios de TGI y en los otros activos se contabilizaron los derechos de los BOMT.

Los pasivos corrientes aumentan principalmente por la contabilización de una obligación de USD 100 mm con vencimiento en el primer trimestre de 2008. Como se mencionó, EEB está gestionando la refinanciación a través de un crédito de largo plazo.

Los pasivos de largo plazo de 2007 incluyen el equivalente a USD 1.360 mm en bonos emitidos por EEB y TGI en octubre de dicho año como parte de la operación para la compra por parte de TGI de los activos, derechos y contratos de Ecogas.

El incremento en la cuenta de patrimonio por un total de COP 963.631 mm refleja, principalmente, las utilidades consolidadas del ejercicio de 2007 de EEB por COP 869.037 mm. En la asamblea de accionistas de EEB de marzo de 2008, se decidió distribuir a los

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

accionistas aproximadamente COP 299.133 mm. Con la diferencia entre este valor y el monto total de las utilidades se constituirán reservas para: (i) cumplir con la obligación legal de constituir reservas, (ii) pagar el saldo de las acciones emitidas por Emgesa como parte del acuerdo logrado con Endesa para concretar la fusión con CHB sin alterar la participación de EEB en la nueva compañía y (iii) amortiguar el impacto de las fluctuaciones de la tasa de cambio sobre los resultados de la compañía.

Este documento contiene proyecciones y estimaciones, con 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, 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.

Anexo 1

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOT A S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y 2006
(En millones de pesos colombianos).

	2007	2006		2007	2006
ACTIVOS			PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS		
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	\$ 88.050	\$ 57.714	Porción corriente de la deuda a largo plazo (Nota 12)	\$ 446.003	\$ 158.118
Inversiones temporales (Nota 5)	444.801	146.264	Cuentas por pagar (Nota 13)	106.022	155.860
Deudores (Nota 6)	141.861	221.319	Obligaciones laborales	1.077	577
Inventarios (Nota 7)	30.405	5.276	Recaudos a favor de terceros (Nota 15)	8.159	422
Gastos pagados por anticipado y otros activos (Nota 10)	31.529	1.998	Pasivos estimados y provisiones (Nota 16)	8.477	1.505
Total activo corriente	736.716	432.571	Pensiones de jubilación y beneficios complementarios (Nota 17)	28.794	30.285
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 17)	4.986	3.976
			Otros pasivos (Nota 18)	1.109	17
INVENTARIOS (Nota 7)	13	-	Total pasivo corriente	604.627	350.760
			PASIVOS A LARGO PLAZO:		
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO (Nota 6)	209.070	210.908	Deuda a largo plazo (Nota 12)	2.753.010	45.023
			Pensiones de jubilación, menos porción corriente (Nota 17)	196.558	197.774
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos porción corriente	52.884	54.991
			Pasivos estimados y provisiones (Nota 16)	26.232	32.903
			Otros pasivos (Nota 18)	33.396	-
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	1.330.877	258.742	Total pasivo a largo plazo	3.062.080	330.691
			INTERES MINORITARIO	33.243	9.472
			Total pasivos	3.699.950	699.923
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.782.068	1.658.275	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 20)		
			Capital	664.993	664.993
			Prima en colocación de acciones	97.412	97.412
			Reservas	365.405	352.364
			Resultados de ejercicios anteriores	67.466	67.466
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 10)	2.276.556	24.917	Resultado neto del periodo	869.037	130.409
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	3.461.303	3.239.435
			Revalorización del patrimonio	565.285	575.191
VALORIZACIONES (Nota 11)	3.462.206	3.239.435	Total patrimonio de los accionistas	6.097.556	5.133.925
Total activos	\$ 9.797.506	\$ 5.824.848	Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 9.797.506	\$ 5.824.848
CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	\$ 4.590.133	\$ 1.931.868	CUENTAS DE ORDEN (Nota 26)	\$ 4.590.133	\$ 1.931.868

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.


ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T


FRANCYSIVEVIA MELO ZAPATA
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 96320-T
(Ver mi informe adjunto)

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

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

**ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR EL PERÍODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2007 Y EL PERÍODO DE TRES MESES
TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006**

(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción)

	2007	2006
INGRESOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	\$ 73.630	\$ 16.938
Transporte de gas natural	<u>379.565</u>	<u>6.228</u>
	<u>453.195</u>	<u>23.166</u>
COSTOS DE VENTAS (Nota 21)		
Transmisión de electricidad	(27.593)	(6.731)
Transporte de gas natural	<u>(131.654)</u>	<u>(3.353)</u>
	<u>(159.247)</u>	<u>(10.084)</u>
Utilidad bruta	<u>293.948</u>	<u>13.082</u>
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS (Nota 9)	638.247	4.799
DIFERENCIA EN CAMBIO	321.398	(10.966)
OTROS INGRESOS (Nota 22)	<u>32.337</u>	<u>27.658</u>
	<u>991.982</u>	<u>21.491</u>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN (Nota 24)	(125.432)	(20.726)
GASTOS FINANCIEROS (Nota 25)	(246.563)	(2.510)
OTROS GASTOS	<u>(38)</u>	<u>(240)</u>
	<u>(372.033)</u>	<u>(23.476)</u>
Utilidad antes de ingreso extraordinario	913.897	11.097
INGRESO EXTRAORDINARIO (Nota 23)	<u>-</u>	<u>117.050</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	913.897	128.147
IMPUESTO DE RENTA (Nota 19)	<u>(37.050)</u>	<u>2.503</u>
Utilidad antes de interés minoritario	<u>876.847</u>	<u>130.650</u>
INTERÉS MINORITARIO	<u>(7.810)</u>	<u>(241)</u>
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	<u>\$ 869.037</u>	<u>\$ 130.409</u>
NÚMERO DE ACCIONES	<u>85.871.565</u>	<u>85.871.565</u>
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	<u>\$ 10.120.20</u>	<u>\$ 1.518.65</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido preparados a partir de los libros de contabilidad de las Empresas.

 ASTRID MARTÍNEZ ORTÍZ Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53918-T	 FRANCY ISVEVIA MELO ZAPATA Revisor Fiscal Tarjeta Profesional No. 96320-T (Ver mi informe adjunto)
---	--	---

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