

Bogotá D.C., Noviembre de 2009

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 al informe trimestral de TGI:**
- ▶ **Anexo 1: Nota legal.**
- ▶ **Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.**
- ▶ **Anexo 3: Estados financieros consolidados no auditados.**
- ▶ **Anexo 4: Estructura del Grupo EEB.**

ACLARACIONES

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
 - Tercer trimestre de 2008: 2,174.62 COP/USD
 - Tercer trimestre de 2009: 1,922.00 COP/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.

[Regresar al índice](#)

HECHOS RELEVANTES

- ▶ En su último informe sobre perspectivas de la economía mundial (octubre de 2009), el FMI proyecta una contracción económica para 2009 cercana al 1% y una expansión de alrededor del 3% para 2010. Las nuevas proyecciones confirman que la economía mundial está ingresando en una fase de recuperación. Sin

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



embargo, advierte el informe que, con la excepción de algunas economías emergentes (China particularmente), la recuperación será lenta y los riesgos siguen siendo elevados en la medida en que la recuperación está sustentada en un masivo plan de choque monetario y fiscal a nivel global que no podrá sostenerse en forma indefinida. La sostenibilidad y la contundencia de la recuperación dependerán de la oportunidad con la que los gobiernos y los bancos centrales reduzcan sus intervenciones y de la rapidez con la que el sector privado recupere su confianza.

- ▶ América Latina (A.L.) ha resistido los embates de la crisis internacional y se perfila como una de las regiones que más rápidamente empezarán a crecer. Los choques externos para la región fueron significativos y se reflejaron en caídas en los volúmenes y los precios de los principales productos de exportación, las remesas y el turismo; y en aumentos en el costo del endeudamiento y salidas netas de inversión extranjera. Sin embargo, en esta ocasión la región estaba mejor preparada y las políticas adoptadas impidieron que los choques externos se tradujeran en crisis en la balanza de pagos o en el sistema financiero.
- ▶ Un informe regional publicado por el FMI en octubre pasado (Las Américas, se evitó la crisis, ¿qué sigue ahora?) prevé que la región decrecerá en un 2.6% en 2009 para crecer cerca del 3% al año siguiente. Señala el mismo informe que la recuperación será heterogénea entre los países de la región, con mayores tasas de crecimiento para las economías exportadoras de materias primas y con mayor acceso a los mercados financieros internacionales.
- ▶ De acuerdo con el informe de la referencia, Colombia está dentro de los países de la región que serán menos golpeados por la crisis durante 2009 (el FMI proyecta un crecimiento este año cercano a 0). Sin embargo, el crecimiento el próximo año, proyectado en 2.5%, estará por debajo del potencial y también será inferior al de las otras grandes economías de la región (Brasil, México, Argentina y Chile). El riesgo más importante para la economía local está relacionado con las barreras al comercio impuestas principalmente por Venezuela (el segundo socio comercial del país). De todas maneras la demanda interna es el principal motor de crecimiento del país y su dinámica podría ser mejor que lo que se prevé actualmente.
- ▶ De acuerdo con el DANE, el PIB de Colombia cayó en el segundo trimestre de 2009 en relación con el mismo trimestre del año anterior 2008 (-0.5%). Sin embargo, entre el primer y el segundo trimestre de este año el crecimiento fue positivo en 0.7%. Al comparar la producción del segundo trimestre de 2009 con la del mismo período del año anterior se observa que los sectores que le dieron un impulso positivo al PIB fueron la construcción (+ 16.8%), la minería (+ 10.2%) y el financiero (+ 4.3%), mientras que la industria manufacturera y el comercio tuvieron caídas de -10.2% y -3.9%, respectivamente.
- ▶ El aumento en el gasto público ha tenido un efecto positivo sobre el sector de la construcción mientras que la actividad minera ha estado favorecida por la recuperación de los precios de las materias primas y un flujo importante de inversión extranjera, particularmente hacia el sector petrolero. Las caídas en la producción manufacturera y en el comercio reflejan la debilidad de la demanda interna y las restricciones comerciales impuestas por Venezuela.

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



- ▶ La solidez de la recuperación de la economía colombiana dependerá del comportamiento de la demanda interna. Desde julio de 2009 se observan mejoras en los índices de confianza empresarial y del consumidor (Fedesarrollo). De acuerdo con el DANE, el primero es un indicador líder que anticipa con buena precisión el comportamiento de la producción industrial (correlación de 0.8).
- ▶ En noviembre, el banco central sorprendió nuevamente al mercado reduciendo su tasa de intervención del 4% al 3,5%. Ya había anunciado que proveerá la liquidez de final de año a través de compras de TES (títulos de tesorería) y dólares en un intento por moderar el ritmo de la revaluación del peso. Existe un alto nivel de confianza en que la inflación terminará por debajo de la meta fijada por el BR para este año (fijada entre 4.5% y 5.5%). De hecho la última encuesta realizada por el banco central (octubre de 2009) a un grupo de entidades financieras indica que el mercado espera que la inflación se ubique alrededor del 3% en 2009. La Junta Directiva del BR decidió fijar una meta de inflación para el próximo año en un rango entre 2% y 4%, que es el objetivo de largo plazo.
- ▶ En los primeros ocho meses de este año la inversión extranjera directa totalizó Usd 5,688 millones de dólares, lo que representa una reducción de 8.5% en relación con el mismo período del año anterior. Esta reducción es significativamente menor a la registrada durante el primer trimestre (-17%) y refleja una fuerte recuperación de la confianza en la economía local. La mayor parte de los recursos (86%) ingresaron a los sectores de petróleos y minería.
- ▶ En septiembre la demanda de electricidad en Colombia creció 3% en relación con la del mismo mes del año anterior (en el acumulado del año a septiembre la expansión es de 1.1%). Se observa en este mes una menor tasa de contracción de la demanda industrial y una expansión de la demanda del sector minero.
- ▶ Colombia está atravesando un período de bajas lluvias conocido como El Niño. A pesar de que el fenómeno ha sido fuerte, XM (el operador del sistema eléctrico colombiano), manifestó que el país cuenta con recursos suficientes para afrontar una hidrología tan seca como la de El Niño de los 97/98 (el más fuerte registrado).
- ▶ La demanda interna de gas natural en Colombia cayó -4% en el tercer trimestre del año (comparada con la del mismo período del año anterior). Significa una menor caída cuando se compara con el registró del segundo trimestre (-6%). Por su parte, el volumen transportado por TGI aumentó 2,6% a septiembre y comparado con el mismo período del año anterior. La mayor demanda térmica es la principal responsable de este resultado.
- ▶ Según el INEI, el PIB peruano se redujo en 1.1% en el segundo trimestre de 2009 en comparación con el mismo trimestre del año anterior. Esta es la primera contracción después de un periodo de 28 trimestres de crecimiento sostenido, que se inició en la segunda mitad de 2001. EL FMI en su último informe (octubre) prevé que la economía peruana crecerá en 1,5% en 2009 y 5.8% el próximo año.
- ▶ La producción de energía en Perú entre enero y septiembre de 2009 aumentó 0.4% respecto al mismo periodo del año anterior. Esta tasa de crecimiento mantiene la tendencia de meses recientes.

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



- ▶ La Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la modificación del reglamento del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de Emgesa. Se le da entonces luz verde a la compañía para aumentar el cupo de emisión de bonos ordinarios de Cop 1,200,000 mm a Cop 1,900,000 mm y se amplía hasta el 2012 el plazo para realizar la colocación. La compañía planea utilizar los recursos para financiar el proyecto El Quimbo y sustituir vencimientos de créditos. En junio de 2009 la compañía colocó Cop 400,000 mm en bonos ordinarios que hacen parte de este programa.
- ▶ A finales de septiembre, la Asamblea de Accionistas de Emgesa autorizó al representante legal de la compañía a realizar todas las gestiones necesarias para colocar Cop 600.000 mm en Papeles Comerciales (títulos de deuda de corto plazo). La compañía ya inició los trámites para obtener las autorizaciones necesarias. La emisión busca aprovechar la liquidez del mercado colombiano para obtener recursos de corto plazo a la espera de la consolidación del programa de colocación de bonos ordinarios.
- ▶ En relación con el proyecto El Quimbo (capacidad instalada de 400 MW; costo aproximado de Usd 690 mm), el Minambiente decidió mantener en firme la licencia ambiental otorgada al proyecto. La compañía continúa avanzando en las licitaciones para la contratación de las obras y el suministro de los equipos.
- ▶ El área de transmisión de EEB está evaluando su participación en una convocatoria pública de la UPME. Se trata de una subasta para seleccionar un inversionista que construya, opere y mantenga la subestación Nueva Esperanza y las líneas de transmisión asociadas. Es un proyecto en las cercanías de Bogotá que tiene un valor estimado por la UPME de Usd 76 mm. La convocatoria aún no ha sido abierta.
- ▶ El área de transmisión de EEB también está interesada en ampliar su participación en el exterior. En este contexto está preparando una oferta para una licitación abierta en Guatemala (PET-1-2009) para realizar obras de expansión de aproximadamente 826 km de líneas de transmisión y la construcción de 20 subestaciones.
- ▶ EEB continúa esperando la confirmación por parte de la CREG del nuevo esquema de remuneración de la actividad de transmisión que regirá para los próximos 5 años. Aproximadamente el 86% de los ingresos de la actividad de transmisión de EEB se derivan de activos remunerados con base en la metodología establecida por la CREG (Resolución 011 de 2009). El 14% restante corresponde a subastas adjudicadas a la compañía y cuya remuneración depende del valor ofertado.
- ▶ Congas Perú (75% EEB; 25% TGI) está pronta a culminar la ingeniería básica del "Gasoducto Regional de Ica" (Usd 270 mm; se estima que entrará en operación en enero de 2012). También se encuentra trabajando en el plan para desarrollar la red de distribución y está finalizando la negociación de los contratos de suministro y transporte y los contratos comerciales con los clientes. El plan financiero del proyecto incluye un 30% de inversión de capital (75% EEB y 25% TGI) y el 70% restante a través de un crédito inter-compañía con EEB (Usd 80 mm), un crédito con la CAF (usd 50 mm) y créditos con el sector financiero peruano (Usd 59mm). La compañía se encuentra en el proceso de contratación de una banca de inversión para la consecución de los recursos en el mercado peruano.

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



- ▶ El CTM de Perú estará a cargo del desarrollo del proyecto "Reforzamiento del Sistema de Transmisión Sur Medio" (Independencia – Ica; 220 kV; 55 km; capex aprox. usd 10 mm). La concesión será por 30 años a partir del momento en que el proyecto entre en operación.
- ▶ A principios de noviembre Isa obtuvo del gobierno peruano la concesión para construir y operar la línea Zapallal - Trujillo (543 km; 500 kv) que reforzará el sistema de transmisión en el sur del país. CTM será el concesionario.
- ▶ La concesión para la construcción operación y mantenimiento de la línea de transmisión Chilca – Marcona en Perú fue aplazada para finales de diciembre de 2009.
- ▶ ISA y EEB acordaron capitalizar a CTM por Usd 85 mm. La capitalización hará parte del plan para financiar las concesiones que han sido adjudicadas y en las que se está participando. La Junta de EEB aprobó un monto máximo de capitalización hasta por Usd 71 mm para REP y CTM.
- ▶ La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprobó los cargos de distribución para 25 operadores de redes de distribución. Esta entidad definió el pasado mes de octubre los cargos máximos de distribución para Codensa y EEB (resoluciones CREG-100 y CREG-101) que regirán para los próximos cinco años. Los nuevos cargos deben empezar a regir a partir de diciembre de 2009 o enero del próximo año. EEB y Codensa están evaluando el impacto de las nuevas tarifas.
- ▶ El programa de colocación de bonos ordinarios de Codensa está pendiente de la autorización por parte de la Superfinanciera. La asamblea de accionistas de la compañía aprobó un programa de colocación de bonos ordinarios en el mercado colombiano hasta por Cop 600.000 mm y un plazo máximo de tres años para realizar la operación. La compañía piensa usar estos recursos para refinanciar vencimientos de deuda de los próximos 5 años.
- ▶ Codensa acordó con el Banco Colpatría la venta de la totalidad de la cartera de su línea "Crédito Fácil Codensa" y un nuevo modelo para la gestión de nuevos créditos. El acuerdo le permite a la compañía eliminar la exposición al riesgo de crédito sin dejar de participar en el negocio.
- ▶ Los bonos de EEB (2014 / 8.75%) tuvieron un buen desempeño durante el tercer trimestre de 2009, alcanzando un máximo histórico de 111.95 y manteniendo un promedio de 106.3 en dicho período. Al finalizar el tercer trimestre de este año el diferencial entre los bonos de EEB y la deuda soberana emitida en dólares por el gobierno de Colombia a un plazo similar fue de 271 pbs; significa una caída cercana a los 180 pbs desde octubre del año pasado.
- ▶ El Grupo Endesa vendió su participación accionaria en la EEB (7,18%) como parte de una política de liquidación de inversiones no estratégicas. El paquete de acciones fue adquirido por un grupo de aproximadamente 300 accionistas en el mercado público de valores de Colombia. La mayor parte de las acciones fueron adquiridas a un precio cercano a los Cop 77,000 por acción. El precio promedio de negociación de la acción de EEB en octubre fue de Cop 85,200.

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



INFORMACIÓN DE MERCADO

Demanda de electricidad en Colombia

		2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Demanda	GWh	53,870	40,141	40,593	1.1
Demanda Pico	Mw	9,079	8,709	8,296	2.5
Capacidad Instalada	Mw	13,458	13,529	13,503	(0.2)

Fuente: XM- UPME

La demanda empezó a reaccionar positivamente y en el acumulado del año registra un crecimiento de 1,1% con respecto al mismo período del año anterior. Es una tasa significativamente más alta que la registrada entre enero y junio de 2009 (0,6%). El resultado es consecuencia, principalmente, de un aumento de la demanda de energía del sector minero y una menor tasa de contracción de la demanda del sector industrial.

Evolución de la demanda de energía en Perú

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
GWh	29,558.8	22,074.2	22,070.4	0.0

Fuente: COES-SINAC

A septiembre, la demanda de electricidad en Perú prácticamente no creció al compararla con la del mismo período del año anterior. Se estima que en Perú se deben incorporar 420 MW al año a partir de 2010 para satisfacer el crecimiento de la demanda, particularmente la del sector minero. Este incremento en la generación deberá ir acompañado de importantes inversiones en transmisión de electricidad que ayuden a solventar los problemas actuales de congestión y confiabilidad (la capacidad del sistema actual no es suficiente para brindar una confiabilidad adecuada a los usuarios) y que permitan atender el crecimiento de la demanda.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EMGESA

Disponibilidad de su infraestructura

	2008 Final (%)	2008 Ene - Sep (%)	2009 Ene - Sep (%)
Plantas menores (1)	91.6	89.7	97.2
Centrales hídricas (2)	93.3	94.8	89.7
Centrales térmicas	58.2	60.1	67.4
Total	88.1	89.6	86.1

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.

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



Como se mencionó en el último informe, el indicador de disponibilidad de las centrales hídricas se redujo porque durante los tres primeros meses del año una unidad de la hidroeléctrica de Betania estuvo en mantenimiento. La caída se compensó con una mayor disponibilidad de las unidades térmicas y las plantas menores. En el balance, la producción de energía de la compañía aumentó cerca del 3% a septiembre y en comparación con el mismo período del año anterior.

Balance eléctrico - GWh

		2008	2008	2009	Var
		Final	Ene - Sep	Ene - Sep	%
Ventas (1)	Contratos	11,169	8,338	8,805	5.6
	Spot	5,199	4,023	3,984	(1.0)
	Total	16,368	12,362	12,798	3.5
Producción		12,915	9,602	9,922	3.3
Compras	Contratos	885	671	926	38.0
	Spot	2,726	2,203	2,053	(6.8)
	Total	3,611	2,874	2,979	3.7

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.

A pesar del fenómeno de El Niño, las ventas y la producción crecieron con respecto al mismo período de 2008. A diferencia de períodos recientes, se observa un menor énfasis en las ventas a través del mercado spot a favor de un mayor volumen de ventas a través de contratos. Este cambio de énfasis refleja las expectativas de la compañía en relación con la evolución futura de los precios. Desde julio del año pasado, los precios de energía en bolsa muestran una tendencia creciente, tendencia que se ha mantenido prácticamente durante todo el 2009. Se espera que con la finalización del fenómeno de El Niño y la entrada en operación de la hidroeléctrica de Porce III esta tendencia cambie.

Inversiones

		2008	2008	2009	Var
		Final	Ene - Sep	Ene - Sep	%
Mm COP		70,478	29,810	43,041	24.9
Mm USD		31.4	13.7	22.4	63.4

Fuente: Emgesa

Del total de Capex invertido a septiembre, Cop 13,000 mm corresponden a capex de mantenimiento, Cop 12,000 mm se destinaron a al mantenimiento de la plantas térmicas de Cartagena y Zipaquira y Cop 10,000 en pre-inversiones de El Quimbo.

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



Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008	2009	Var %	2008	2009
		Ene - Sep	Ene - Sep		Ene - Sep	Ene - Sep
Ingresos operacionales	1,510,712	1,114,988	1,454,378	30.4	521.7	756.7
Costo de ventas	(699,034)	(519,849)	(670,980)	29.1	(239)	(349.1)
Gastos administrativos	(21,760)	(15,639)	(15,295)	(2.2)	(7.2)	(8,0)
Utilidad operacional	789,918	579,500	768,103	32.5	266.5	399.6
Utilidad neta	454,310	321,409	436,605	35.8	147.8	227.2
Ebitda (1)	924,910	684,822	883,654	29.0	314.9	459.8
Dividendos decretados EEB (2)	359,001	189,957	213,304	12.3	87.3	111
Deuda neta (3) / Ebitda	1.3	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Ebitda / Intereses	5.3	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Deuda financiera neta	1,162,509	1,445,792	1,212,609	(16.1)	664.8	630.9

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.

El Ebitda de la compañía creció a un ritmo similar al crecimiento de las ventas impulsado, principalmente por la mayor producción de energía y el incremento en los precios de venta.

A finales de septiembre, la asamblea decreto dividendos adicionales con base en las utilidades de 2008 por un valor cercano a los Cop 156,000 mm. Vale la pena recordar que dentro de los dividendos decretados en 2008 se encuentran los extraordinarios derivados de la fusión de Emgesa y Betania.

La caja acumulada de la compañía a septiembre explica la reducción de la deuda neta de la compañía.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EEB TRANSMISIÓN

Indicadores operativos

	Final 2008	2008	2009	Var %
		Ene - Sep	Ene - Sep	
Disponibilidad infraestructura - % (1)	99.93	99.95	99.93	0.02
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.0028	0.0034	0.0032	0.02
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	100	-
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	7.87%	8.06	7.84	0.07

Fuente: EEB

- (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 mantenimientos 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.

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



Los indicadores técnicos del área de transmisión de EEB continúan siendo superiores a los que exige la regulación y los definidos por la misma empresa gracias los exigentes estándares de operación y mantenimiento adoptados por la compañía.

Inversiones

	Final 2008	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Mm COP	5,773	2,988	589	(80)
Mm USD	2.6	1.4	0.31	(78.6)

Fuente: EEB

[Regresar al índice](#)**DESEMPEÑO REP Y TRANSMANTARO****REP -Indicadores financieros seleccionados**

	Mm USD 2008 Final	2008 Ene - Sep	Mm USD 2009 Ene - Sep	Var %
Ingresos operacionales	77.1	58.3	62.8	7.7
Costo de ventas	(32.8)	(24.0)	(32.0)	33.3
Utilidad operacional	34.4	26.6	30.8	15.8
Utilidad neta	18.2	13.4	16.6	23.8
Ebitda (1)	49.3	38.0	42.9	12.9
Dividendos decretados a EEB (2)	0	0	0	0
Deuda neta (3) / Ebitda	3.3	N.D	2.2	N.D
Ebitda / Intereses	5.9	N.D	6.2	N.D
Deuda financiera neta	161.4	156.7	119.4	(23.9)

Fuente: REP

- (1) Corresponde a la utilidad operacional más las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos.
 (2) Incluye las 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.

Como se mencionó en el último informe, en marzo de este año se actualizaron los ingresos aplicables a la concesión de REP con un resultado positivo para la compañía. Los desfases entre los ingresos en dólares realmente percibidos y los definidos en la concesión se ajustan anualmente (en marzo) fijando una mayor o menor remuneración en soles. Eso fue lo que ocurrió en la última revisión pues debido a la devaluación de la moneda peruana, los ingresos en dólares de la concesión se habían deteriorado. Este ajuste unido a los ingresos adicionales obtenidos por las ampliaciones de la concesión explican los mayores ingresos operacionales de la compañía.

El incremento en el costo de ventas refleja el programa de ajuste salarial que viene adelantando REP y que busca nivelar el sueldo de sus trabajadores con los del mercado.

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



Transmantaro - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD	Mm USD		Var %
	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	
Ingresos operacionales	28.0	21.4	22.7	6.1
Costo de ventas	(8.0)	(6.1)	(6.7)	9.8
Utilidad operacional	19.3	14.9	16.1	8.1
Utilidad neta	9.7	7.5	9.5	26.7
Ebitda (1)	24.7	18.9	20.2	6.9
Dividendos decretados a EEB (2)	0	0	0	0
Deuda neta (3) / Ebitda	2.2	2.7	3.0	10.0
Ebitda / Intereses	5.5	4.8	5.8	16.0
Deuda financiera neta	55.2	51.3	61.1	19.1

Fuente: CTM

- (1) Corresponde a la utilidad operacional más las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos.
 (2) Incluye las 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.

Al igual que REP, los ingresos de la concesión de CTM fueron ajustadas en marzo del presente año y dicho ajuste incluye una compensación por los ingresos dejados de percibir durante el año inmediatamente anterior como consecuencia de la devaluación del sol. Esta es la razón que explica el incremento en los ingresos operacionales y el Ebitda.

El crecimiento de la utilidad neta se debe a los menores gastos no operacionales que a su vez son consecuencia de la reducción en la tasa Libor que impactó positivamente el costo financiero de una porción importante de la deuda financiera.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO CODENSA

Crecimiento de la demanda de Codensa vrs. Nacional

		2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Codensa	GWh	12,861	9,577	9,590	0.14
Nacional	GWh	53,895	40,141	40,594	1.12

Fuente: Codensa; XM

La tasa de crecimiento de la demanda en el área de operaciones de Codensa a septiembre es menor a la tasa de crecimiento de la demanda a nivel nacional. El área de operaciones de Codensa concentra la mayor parte de los clientes industriales del país, sector que registra la mayor contracción en la demanda de energía eléctrica como consecuencia de la desaceleración de la economía. A pesar de lo anterior, la tasa de contracción de la demanda del sector industrial se ha reducido en los últimos meses, señalando, probablemente, la finalización del ciclo recesivo de la economía.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

**Calidad de la cartera - Cop mm**

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Cartera vencida (1)	164,472	119,051	153,876	29.3
Promedio Mensual de Facturación (2)	200,579	192,639	220,769	14.6
Índice de Morosidad - % (3)	82.0	61.8	69.7	12.8

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)

Con el objeto de mitigar el riesgo de crédito de la línea "Crédito Fácil Codensa", la compañía acordó venderle al Banco Colpatría la venta de la totalidad de la cartera vigente por un monto total aproximado de Cop 500,000 mm. El acuerdo define además que Colpatría se encargará de la promoción, generación, administración y cobranza de los créditos actuales y futuros y Codensa adelantará las labores de facturación y recaudo. El acuerdo deberá quedar en firme a principios del próximo año.

Inversiones

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Mm COP	272,135	159,615	164,781	3.2
Mm USD	121.3	73.4	85.7	16.5

Fuente: Codensa

El grueso de las inversiones de la compañía se enfocó a la construcción de la subestación para el aeropuerto de Bogotá (El Dorado) y a la ampliación de la infraestructura de redes para atender el crecimiento potencial de la demanda. La compañía ya contrató la compra de los equipos para la construcción de la subestación mencionada y se espera que entre en operación en agosto de 2010.

Existen dos formas de remunerar los nuevos activos de distribución. Los clasificados como Nivel IV, que son de uso general, deben ser autorizados por la UPME y su remuneración se reconoce a través de un ajuste al margen de distribución una vez el activo entre en operación. Los de niveles inferiores al IV se remunerarán con la demanda adicional que atienden y entran dentro de la base de activos en las revisiones quinquenales que realiza la CREG. Los activos de la subestación del aeropuerto de Bogotá corresponden a varios niveles y serán remunerados en consecuencia.

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



Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Ingresos operacionales	2,537,338	1,865,217	2,084,981	11.8	853.5	1,084.8
Costo de ventas	(1,717,038)	(1,251,793)	(1,428,042)	14.1	(575.6)	(743)
Gastos administrativos	(96,062)	(49,611)	(62,652)	26.3	(22.8)	(32.6)
Utilidad operacional	724,238	563,813	594,287	5.4	259.2	309.2
Utilidad neta	434,789	339,275	382,149	12.6	156	198.8
Ebitda ⁽¹⁾	999,838	730,905	800,667	9.5	336.1	416.6
Dividendos decretados a EEB ⁽²⁾	196,753	196,753	226,254	15.0	90.4	117.7
Deuda neta ⁽³⁾ / Ebitda	1.34	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	1,642,854	1,161,377	1,166,542	0.4%	534	606.9

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.

El Ebitda crece a una tasa inferior a la de los ingresos operacionales. Este comportamiento se explica porque, como consecuencia del fuerte incremento de los precios de la energía, la CREG definió un esquema opcional que permite diferirle al consumidor final el incremento en el costo de la energía, cobrándole unos intereses por el costo de la energía dejada de facturar. Codensa se acogió a este esquema que empezó a operar desde enero de este año. A partir de mayo de 2009 se observa que el valor facturado a los clientes corresponde al costo real de la energía.

El crecimiento de los gastos administrativos refleja las mayores provisiones de la línea de crédito Codensa Hogar. Como se mencionó, Codensa acordó con el Banco Colpatria la venta de la cartera de esta línea de crédito y la gestión de los nuevos créditos.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO GAS NATURAL

Número de clientes por tipo

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
	Residencial	1,506,487	1,487,319	1,563,315
Comercial- Industrial	31,706	31,050	33,450	7.7
Total Clientes	1,538,193	1,518,369	1,596,765	5.2

Fuente: Gas Natural SA ESP

A pesar de la caída en la demanda de gas natural, el número de clientes de la compañía creció (5.1%) a septiembre y en relación con el mismo período del año anterior. El crecimiento en el sector residencial se apoya en el esfuerzo que hace la compañía para llevar el producto a hogares existentes que aún no cuentan con el servicio y a la conexión de nuevas unidades de vivienda. Llama la atención el crecimiento en el número de

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co



clientes comerciales e industriales, dos de los sectores más golpeados por la desaceleración económica. A pesar de la caída en la producción industrial, Colombia continúa recibiendo un flujo importante de inversiones.

Volumen de ventas por tipo de cliente – Mmpcd

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Residencial	37.7	37.4	38.3	2.4
Comercial- Industrial	74.8	74.0	63.9	(13.6)
GNV	23.8	23.5	23.2	(1.2)
Total	136.2	134.8	125.4	(7.0)

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

La contracción de la producción industrial y la caída de las ventas minoristas explican el menor consumo de gas natural por parte del sector comercial – industrial. A su turno, el menor consumo en el sector de GNV es consecuencia de una reducción del diferencial entre el precio del gas natural y el de sus sustitutos y por restricciones en el suministro de gas a este sector como consecuencia de la alta demanda para generación térmica.

A pesar de la caída de la demanda de GNV, el programa de conversiones de vehículos automotores a este combustible continúa avanzando a buen ritmo. A septiembre de 2009 se convirtieron 17,768 vehículos, para un total cercano a los 300.000 vehículos a nivel nacional. Bogotá concentra la mayor parte de los vehículos convertidos (34% de este total). Actualmente se está estructurando un nuevo programa para estimular nuevas conversiones en las ciudades de Bogotá y Medellín y en el occidente del país. El programa recibirá aportes de todos los agentes de la cadena (productor, transportador, distribuidor, estaciones de servicio) y otorgará un bono de descuento para la conversión de los vehículos.

Inversiones

	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %
Mm COP	43,557	22,772	16,655	(26.9)
Mm USD	19.4	10.4	8.7	(16.3)

Fuente: Gas Natural SA ESP

La mayor parte de las inversiones en el período de análisis se concentraron en la construcción de infraestructura para la conexión de grandes consumidores. Generalmente se trata de inversiones en las cuales la compañía financia la mayor parte de la conexión.

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



Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP 2008 Final	Mm COP			Mm USD	
		2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep	Var %	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Ingresos operacionales	942,773	674,668	778,922	15.5	310.2	405.3
Costo de ventas	(577,828)	(392,027)	(445,010)	13.5	(180.2)	(231.5)
Gastos administrativos	(89,242)	(66,652)	(72,082)	8.2	(30.6)	(37.55)
Utilidad operacional	280,703	215,989	261,824	21.2	99.3	136.2
Utilidad neta	250,023	197,084	204,693	3.9	90.6	106.5
Ebitda (1)	313,253	240,543	285,284	18.6	110.6	148.4
Dividendos decretados a EEB (2)	48,098	48,099	62,841	30.7	22.1	32.7
Deuda neta (3) / Ebitda	0.15	0,32	0,42	28.2	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	24.53	26,67	25,04	(6.1)	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	48,250	77,931	118,476	52.0	35.8	61.6

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.

El crecimiento del Ebitda es superior al crecimiento de los ingresos operacionales gracias a un mayor resultado operativo por una reducción en los precios del gas y en las tarifas de transporte que no se traslada en forma inmediata a los precios finales al público.

[Regresar al índice](#)



DESEMPEÑO FINANCIERO EEB

Estado de resultados consolidado

	Mm COP	Mm COP		Var %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep		2008 Ene - Sep	2009 Ene - Sep
Ingresos Operacionales (1)	591,292	423,212	681,216	61	194.6	354.4
Transmisión	91,152	66,685	70,059	5.1	30.6	36.4
Distribución de electricidad	0	0	179,917	100	0	93.6
Transporte de gas natural	500,139	356,527	431,241	21	163.9	224.3
Costos Operacionales (2)	203,627	124,979	311,428	149.2	57.5	162
Transmisión	(40,092)	(25,874)	(28,905)	(11.7)	(11.9)	15
Distribución de electricidad	0	0	(142,930)	100	0	(74.4)
Transporte de gas natural	(163,535)	(99,132)	(139,593)	(40.8)	(45.6)	(72.6)
Utilidad bruta	387,664	298,206	369,788	24	137.1	192.4
Gastos administrativos	33,213	22,967	46,034	100.4	10.6	23.9
Utilidad operacional	354,451	275,239	323,754	17.6	126.6	168.4
Dividendos decretados e intereses (3)	527,068	502,158	560,575	11.6	230.9	291.6
Diferencia en cambio neta (4)	(277,483)	(189,114)	410,167	317	-86.9	213.4
Valoración neta de coberturas (5)		0	(105,206)	(100)	0	-54.7
Otros ingresos (6)	27,937	15,789	15,695	(0.6)	7.2	8.1
Gastos administrativos	(116,893)	(54,061)	(64,999)	20.2	(24.8)	(33.8)
Gastos financieros	(288,404)	(199,308)	(226,607)	13.7	(91.6)	(117.9)
Otros gastos	(2,931)	(3,097)	(5,487)	77.1	(1.4)	-2.8
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	256,958	324,719	907,895	179.6	149.3	472.3
Interés minoritario (7)	3,769	2,593	(18,568)	(816)	1.1	(9.6)
Impuesto de renta	(41,612)	(29,013)	(19,060)	(34.3)	(13.3)	(9.9)
Utilidad neta	219,115	298,299	870,267	192	137.1	452.7

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB, el de distribución de electricidad que presta EEC y los de transporte de gas natural que prestan TGI y Transcogas.
- (2) Es el costo de ventas por el servicio de transmisión que presta directamente EEB, el de distribución de electricidad que presta EEC y los de transporte de gas natural que prestan 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) Refleja la valoración las coberturas contratadas por EEB y TGI para reducir el riesgo cambiario.
- (6) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (7) Corresponde a la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios en las empresas consolidadas por EEB.

Los ingresos operacionales de la compañía aumentan gracias a: (i) los mayores ingresos operacionales derivados de la actividad de transporte de gas natural por la devaluación del peso y los mayores volúmenes transportados, (ii) la consolidación de los resultados de Decsa (Distribuidor de Energía de Cundinamarca; EEB 51% - Codensa 49%) quien a su vez es el accionista mayoritario (82%) en EEC (Empresa de Energía de Cundinamarca). Decsa adquirió el 82% de las acciones de EEC en marzo de este año como parte de una

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



estrategia para consolidar el negocio de distribución de electricidad en el centro del país, área natural de operaciones de Codensa, y (iii) los mayores ingresos de la actividad de transmisión derivados de los ajustes mensuales basados en la evolución del IPP de Colombia, el precio del dólar y el IPP de los EEUU.

El aumento de los costos operacionales se explica, fundamentalmente, por la consolidación de los resultados de Decsa. El mayor consumo de gas en las estaciones de compresión de TGI, el aumento en los costos de mantenimiento y reparación y el incremento en los costos relacionados con la operación directa de los gasoductos de TGI también impactaron los costos operacionales consolidados.

Los mayores gastos administrativos de la actividad operacional se explican también y principalmente, por la consolidación de DECSA. Adicionalmente TGI incurrió en mayores honorarios para legalizar servidumbres por las que transitan sus gasoductos. TGI heredó de Ecogas un conjunto de predios cuyas servidumbres no habían sido legalizadas. La compañía espera que este proceso termine antes de finalizar el 2010.

El aumento de la cuenta dividendos e intereses (11,63%) se explica por los mayores dividendos decretados por las empresas en las que EEB mantiene una participación accionaria (Emgesa + Cop 23,000 mm, Codensa + Cop 29,000 mm y Gas Natural + Cop 14,800). Vale anotar que Emgesa decreto dividendos adicionales por un valor cercano a los Cop 80,000 mm en septiembre de 2009. A septiembre de este año EEB recibió el 73% de los dividendos decretados por las compañías en la que participa accionariamente. Adicionalmente, la asamblea de EEB decretó en 2009 dividendos por Cop 309,283 mm de los cuales se pagó el 10%. La compañía espera cancelar el 100% de los dividendos antes de finalizar el 2009.

El saldo positivo en la cuenta diferencia en cambio se explica por el impacto de la revaluación del peso durante en la valoración de los pasivos denominados en moneda extranjera. Este es un efecto contable que no afecta la generación de caja de las compañías.

Para reducir el riesgo cambiario el grupo viene desarrollando una estrategia de coberturas que incluye swaps y forwards a nivel de TGI por un valor de Usd 200 mm y swaps a nivel de EEB por un monto de Usd 133 mm. La valoración de estos contratos arrojó una variación negativa que contrarresta la variación positiva de la diferencia en cambio.

Por último, el incremento de los gastos financieros es consecuencia de la devaluación del peso. En efecto, durante los primeros nueve meses del año 2008 la TRM promedio fue de Cop 1,882 mientras que para el mismo período de este año fue de Cop 2,237. Adicionalmente se están contabilizando dentro de los gastos financieros el costo de las coberturas.

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



Indicadores financieros consolidados

	Mm Cop			Mm USD	
	A Sep/08	A Sep/09	Var %	A Sep/08	A Sep/09
Ebitda (últimos 12 meses) (1)	1,160,938	1,062,080	(8.5)	533.9	552.6
Ebitda ajustado (últimos 12 meses) (2)	1,160,938	1,062,080	(8.5)	533.9	552.6
Margen Ebitda % (3)	88.4	74.0	(16.3)		
Deuda neta (4) / Ebitda (1)	2.28	2.05	(10.1)		
OM: < 4.5					
Ebitda (1) / Intereses (5)	5.35	4.65	(13.1)		
OM: > 2.25					

(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 aportes a los fondos 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 de los últimos doce meses.

Al analizar el Ebitda de los últimos doce meses al mes de septiembre de 2009 se observa un incremento importante en los resultados operacionales (superior al 20%) y un menor valor de los dividendos decretados. La razón de este menor valor se explica por los dividendos extraordinarios decretados por Emgesa en el último trimestre de 2007 y que tuvieron un impacto relevante sobre el cálculo del Ebitda de los últimos doce meses a septiembre de 2008.

A pesar del menor valor del Ebitda, el nivel de apalancamiento de la compañía se reduce gracias al impacto de la revaluación del peso sobre el valor de la deuda financiera contratada en dólares.

La reducción en el nivel de cobertura de intereses refleja dos efectos: (i) un menor valor del Ebitda (UDM a septiembre de 2009) y (ii) un mayor valor de los intereses sobre la deuda en dólares (UDM a septiembre de 2009). Se debe recordar que entre septiembre de 2008 y marzo de este año, el peso colombiano registró una fuerte devaluación frente al dólar.

Estructura de la deuda consolidada.

	2008	Part.	2009	Part.	2008	2009
	Final				Sep	Sep
	Cop Mm	%	Cop Mm	%	Mm USD	Mm USD
Deuda financiera en COP (1)	101,318	3.1	101,108	3.3	46.7	52.6
Deuda financiera en USD (1)	3,349,394	96.9	2,862,247	93.0	1,490.5	1,489.2
Operaciones de cobertura (2)	7,251	0	112,456	3.7	0	58.5
Total deuda financiera	3,457,963	100.0	3,075,811	100	1,537.1	1,600.3

(1) Incluye los intereses causados los cuales no se incluyen en el cálculo del indicador de apalancamiento.

(2) Es el valor neto de la valoración de los derechos y obligaciones de las coberturas.

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



La reducción en la deuda financiera contratada en dólares es consecuencia de la ya mencionada revaluación del peso. Por su parte, la cuenta Operaciones de cobertura refleja el saldo neto del valor de los derechos y las obligaciones derivadas de los contratos de cobertura suscritos.

Cuentas del balance consolidado

	Mm COP	Mm COP		Var. %	Mm USD	
	2008 Final	2008 Sep	2009 Sep		2008 Sep	2009 Sep
Activos corrientes	883,298	1,045,597	1,180,625	12.91	480.8	614.2
Activos fijos	1,313,122	1,307,083	1,420,222	8.66	601.1	738.9
Otros activos	7,923,124	7,849,874	8,379,294	6.74	3,609.8	4,359.7
Total Activos	10,119,544	10,202,554	10,980,141	7.62	4,691.6	5,712.8
Pasivos corrientes	265,870	529,681	597,003	12.71	243.6	310.6
Pasivos de largo plazo	3,637,470	3,476,390	3,362,306	(3.28)	1,598.6	1,749.4
Total pasivos	3,903,340	4,006,071	3,959,309	(1.17)	1,842.2	2,059.9
Interés minoritario	18,436	19,611	184,937	843.03	9.0	96.2
Patrimonio	6,197,768	6,176,872	6,835,895	10.67	2,840.4	3,556.7

Fuente: EEB

Los activos corrientes aumentan por los pagos anticipados realizados por TGI y relacionados con la expansión de Guajira (Ballena – Barranca y por el aumento de las inversiones temporales.

El incremento en los activos fijos se explica por las construcciones en curso de la expansión del gasoducto de Guajira y la consolidación indirecta a través de Decsa de los activos de EEC.

El aumento en los Pasivos corrientes refleja, principalmente, los dividendos decretados y no pagados.

La reducción de los pasivos de largo plazo es con secuencia de la revaluación del peso y su impacto sobre el valor de la deuda financiera denominada en dólares.

El aumento en el patrimonio refleja las utilidades acumuladas y el superávit por valorización de las inversiones permanentes de EEB, principalmente en Emgesa, Codensa, Gas Natural, Isa e Isagen.

[Regresar al índice](#)

**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 este documento, 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 la estrategia de negocio de la Compañía y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. 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 contenidas en este informe se realizaron 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 puede esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulten inválidos. 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. En consecuencia, este informe no debe ser considerado por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona como un hecho cierto de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón 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 10^9
- ▶ 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.
- ▶ INEI: Instituto Nacional de Estadísticas e Informática del Perú.
- ▶ 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.

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



GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

- ▶ 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](#)

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



GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

Informe a inversionistas Tercer trimestre de 2009

22

ANEXO 3: ESTADOS FINANCIEROS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009 Y 2008
(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008	2009	2008
ACTIVOS			PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:	
Efectivo	\$ 126.009	\$ 29.704	Pasivo corriente de la deuda a largo plazo	\$ 149.617
Inversión temporal	614.576	665.873	Cuentas por pagar	341.189
Deudores	350.041	206.661	Costos de inventarios	6.651
Inventarios	34.219	31.773	Reserva a favor de intereses	10.997
Gastos pagados por anticipado y otros activos	51.280	12.282	Pasivos ordinarios y provisiones	55.646
Total activo corriente	1.186.635	1.045.598	Pasivos de jubilación	26.306
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	5.089
			Otros pasivos	2.038
			Total pasivo corriente	297.003
CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO	408.464	222.624	PASIVOS A LARGO PLAZO:	
			Deuda a largo plazo	2.813.738
			Operaciones de cobertura	112.456
			Pensiones de jubilación, menos reserva corriente	250.376
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación, menos reserva corriente	53.318
			Pasivos adeudados y provisiones	31.977
			Otros pasivos	109.440
			Total pasivo a largo plazo	3.362.306
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto	1.430.222	1.307.083	INTERESES MINORITARIO	184.937
			Total pasivos	4.144.286
INVERSIONES PERMANENTES	1.211.397	1.292.739	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:	
			Capital	664.993
			Prima en colocación de acciones	97.412
			Reserva	912.690
			Resultados de ejercicios anteriores	0
			Resultado neto del período	870.267
			Superávit devaluado	6.655
			Superávit por valorizaciones	3.253.491
			Revalorización del patrimonio	543.473
			Total patrimonio de los accionistas	6.833.896
VALORIZACIONES	3.972.410	3.532.521	Total pasivos y patrimonio de los accionistas	6.176.872
Total activos	\$ 10.980.142	\$ 10.202.555		\$ 10.980.142

Los nuestros Representantes Legales, Contador certifiemos 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.


JORGE ALAMBERTO BARRAGAN
Representante Legal


JULIO HERIBERTO ALARCON VELASCO
Contador
Título Profesional No. 33918.7

[Regresar al índice](#)

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




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

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR EL PERÍODO DE NUEVE MESES TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009 Y 2008

(En millones de pesos colombianos)

	2009	2008
INGRESOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	\$ 70.059	\$ 66.685
Distribución de electricidad	\$ 179.917	\$ 0
Transporte de gas natural	431.241	356.527
	<u>681.216</u>	<u>423.212</u>
COSTOS DE VENTAS		
Transmisión de electricidad	(28.905)	(25.847)
Distribución de electricidad	(142.930)	0
Transporte de gas natural	(139.593)	(99.132)
	<u>(311.428)</u>	<u>(124.979)</u>
Utilidad bruta	<u>369.788</u>	<u>298.233</u>
GASTOS ADMINISTRATIVOS ASIGNADOS		
Transmisión de electricidad	(3.108)	(3.280)
Distribución de electricidad	(19.107)	0
Transporte de gas natural	(23.819)	(19.687)
	<u>(46.034)</u>	<u>(22.967)</u>
Utilidad Operacional	<u>323.754</u>	<u>275.266</u>
DIVIDENDOS E INTERESES GANADOS	560.575	502.158
DIFERENCIA EN CAMBIO	410.167	(189.114)
OTROS INGRESOS	15.695	15.841
	<u>986.438</u>	<u>328.885</u>
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	(64.999)	(77.028)
GASTOS FINANCIEROS	(226.607)	(199.336)
OTROS GASTOS	(105.206)	(3.069)
OPERACIONES DE COBERTURA	(5.487)	0
	<u>(402.298)</u>	<u>(279.433)</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	907.895	324.718
IMPUESTO DE RENTA	(19.060)	(29.013)
Utilidad antes de interés minoritario	<u>888.835</u>	<u>295.705</u>
INTERÉS MINORITARIO	(18.568)	2.593
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	<u>\$ 870.267</u>	<u>\$ 298.298</u>



JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGAN
Representante Legal



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

[Regresar al índice](#)

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 FLUJO DE EFECTIVO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2007 Y 2008
(Cifras expresadas en millones de pesos)

FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN :	2009	2008
Utilidad del ejercicio	870.267	298.298
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación :		
Depreciaciones y amortizaciones	85.418	81.365
Utilidad en venta de inversiones	0	9.842
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(22.546)	(14.596)
Diferencia en cambio	(410.150)	189.965
Provisiones	4.606	2.514
Recuperaciones	(121)	(776)
Utilidad en venta de activos fijos	(28)	(256)
Amortización (recuperación) cálculo actuarial	0	0
Impuesto diferido	10.799	0
Pérdida (utilidad) operaciones de cobertura	105.206	0
INTERES MINORITARIO	18.568	(2.503)
	662.019	563.784
Cambios en activos y pasivos de operación :		
Activo corto plazo		
Deudores	(244.996)	(106.624)
Inventarios	5.566	(1.368)
Gastos pagados por anticipado	(20.477)	(1.996)
Activo largo plazo		
Inventarios	0	13
Deudores largo plazo	(148.550)	(8.958)
Pasivo corto plazo		
Cuentas por pagar	302.587	209.880
Obligaciones laborales	5.586	(479)
Recaudo a favor de terceros	1.846	(3.506)
Pensiones de jubilación	(755)	(1.333)
Beneficios complementarios	103	(0)
Pasivos estimados	36.223	10.343
Otros pasivos	1.863	(1.109)
Pasivos de largo plazo		
Pensiones de jubilación	57.289	3.313
Beneficios complementarios	(103)	0
Pasivos estimados y provisiones	314	10.684
Otros pasivos	19.736	(26.478)
INTERES MINORITARIO Neto de valorizaciones	(84.777)	(11.346)
	593.471	634.821
FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSION		
Inversiones temporales	(10.704)	(192.950)
Inversiones permanentes	(1.218)	(6.033)
Propiedad planta y equipo	(140.993)	(7.426)
Otros activos	(36.892)	(23.955)
Fondos netos provistos en las actividades de inversión	(189.807)	(230.374)
FLUJOS DE FONDOS DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION		
IMPUESTO AL PATRIMONIO	(9.906)	(9.906)
Pago de dividendos - Decreto	(306.283)	(299.133)
Rescisión de acciones	0	0
Obligaciones financieras CP	(14.533)	(289.625)
Obligaciones financieras LP	(2.189)	135.172
Fondos netos provistos por las actividades de financiación	(335.911)	(463.492)
INCREMENTO EN EFECTIVO	67.753	(59.046)
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO:	58.266	88.050
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO:	126.009	29.004


JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal

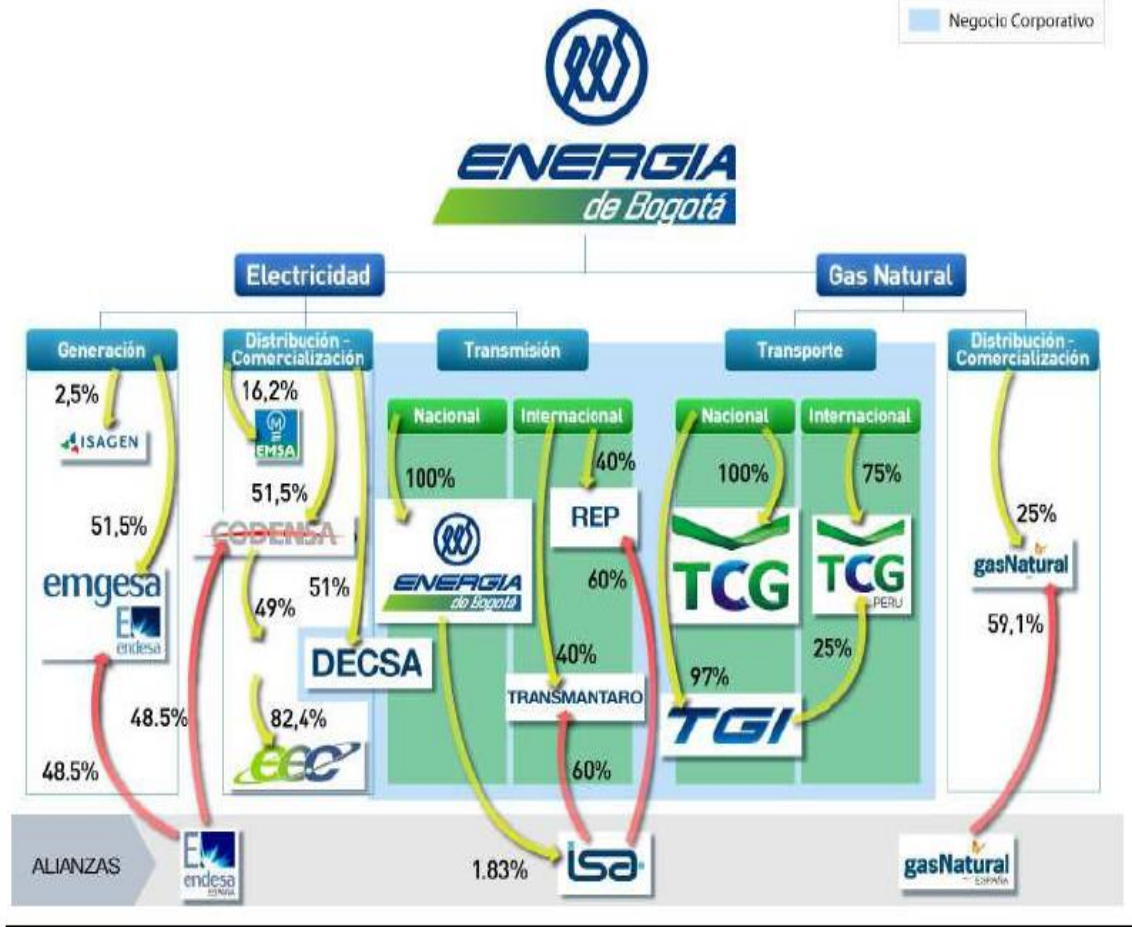

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53918-T

[Regresar al índice](#)

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



ANEXO 4: Estructura Grupo EEB



[Regresar al índice](#)

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