

**Bogotá D.C., Noviembre de 2012**

Índice

- ▶ Resumen ejecutivo y hechos relevantes
- ▶ Desempeño compañías con control.
  - EEB - Transmisión
  - DECSA - EEC
  - TGI
  - CÁLIDDA
- ▶ Desempeño compañías sin control.
  - Emgesa
  - Codensa
  - Promigas
  - Gas natural
  - REP y CTM
- ▶ Desempeño financiero de EEB.
- ▶ Anexo 1: Nota legal y aclaraciones.
- ▶ Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB.
- ▶ Anexo 3: Panorámica de EEB.
- ▶ Anexo 4: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe. Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.
- ▶ Anexo 5: Pies de página de las tablas.
- ▶ Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios.

Resumen ejecutivo y hechos relevantes.

**Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos al 3T 12**

	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	14,463	9,196	2,182
Demanda – GWh	44,283	25,026	6,415
Variación demanda 3T 12 / 3T 11 - %	3.6	5.9	3.6
Explicación variación demanda 3T 12 / 3T 11	■ Mayor demanda principalmente por un aumento de la actividad de minas y canteras.	■ Crecimiento del 5.9% en la economía	■ Crecimiento industrial

Fuentes: XM, UPME, COES – Perú, AMM -- Guatemala

**Tabla No. 2 - Panorámica de los sectores de gas natural**

	Colombia al 30 Julio 12	Perú al 3T 12
Reservas probadas y probables - TPC	7.1	21.5
Demanda interna - mm pcd	830	1,136.8
Variación demanda interna 3T 12/ 3T 11 - %	1.2	3.6
Explicación variación demanda	■ Incremento en la demanda térmica de los últimos meses por período de bajas lluvias en algunos sectores del país.	■ Crecimiento de todos los sectores: residencial 23.4%, comercial 35.6%, GNV 49.7% y las exportaciones en 6.1%

Fuentes: UPME, CON, MEM, Osinergim

**Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB**

COP Millones	Al 3T 12	Al 3T 11	F 11
Ingresos operacionales	1,161,375	1,040,450	1,421,664
Utilidad operacional	416,207	401,187	550,659
EBITDA Consolidado ajustado trimestral *	202,007	224,541	353,008
EBITDA Consolidado ajustado UDM *	1,455,541	1,320,642	1,082,047
EBITDA Consolidado UDM *	1,455,541	1,320,642	1,082,047
Dividendos y reservas decretados a EEB	523,953	179,286	347,227
Utilidad neta	635,756	226,124	305,294
Dividendos y reservas decretados por EEB	319,964	0	-
Ultima calificación deuda internacional:			
S&P – Oct. 12: BBB- estable			
Fitch – Nov 12: BBB- estable			
Moody's - Oct 11 Baa3 estable			

Ver pies de página en anexo 4.

- ▶ La utilidad neta de EEB creció en COP 409 mil millones, lo que significa una tasa de crecimiento del 181% respecto del 3T 11. Este resultado se explica, principalmente, por un crecimiento de los dividendos decretados a EEB en COP 343 mil millones, un aumento de cerca de COP 15 mil millones en la utilidad operacional y un incremento de COP 187 mil millones en la cuenta diferencia en cambio.
- ▶ El 04 09 12, S&P otorgó grado de inversión al crédito corporativo de EEB, al subir su calificación desde BB+ a BBB- con perspectiva estable. La calificación refleja una estrategia de crecimiento que continuará soportando la rentabilidad, la generación de caja y las métricas crediticias.
- ▶ El 02 11 12, Fitch Ratings mejora las calificaciones internacional y local de EEB y le asigna grado de inversión BBB- y AAA(col), respectivamente. En el último año, la firma Fitch ha elevado dos veces la calificación crediticia de EEB, lo cual refleja un mejor perfil financiero y la diversificación de su portafolio en activos energéticos de bajo riesgo.
- ▶ TGI ha recibido dos calificaciones grado de inversión este año, Baa3 por Moody's en marzo de 2012 y BBB- por Fitch en noviembre de 2012. Esto refleja el bajo riesgo de TGI basado en la mejora de flujo de caja de sus inversiones que ha venido desarrollando en los últimos años, su sólida posición de contratos de transporte a largo

plazo en firme, la diversificación de sus clientes, el mejoramiento de sus indicadores de deuda y su fuerte posición competitiva.

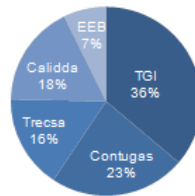
- ▶ La oferta que presentó EEB para la licitación pública internacional adelantada por parte de la Republica de Chile para la construcción de una subestación y sus líneas de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN), fue aceptada administrativa y técnicamente y ocupó el tercer puesto en términos económicos. La compañía continúa evaluando perspectivas de crecimiento en este país.
- ▶ La entrada en operación del Fase II de Cusiana el 1 de agosto de 2012 originó mayores ingresos operacionales para TGI, así como un mayor EBITDA trimestral y UDM y una mayor capacidad contratada en firme. Se estima que la Fase II de Cusiana generará ingresos anuales de USD 50 millones. Con la culminación de este proyecto, finaliza exitosamente la construcción de tres proyectos de expansión (Guajira, Cusiana Fases I y II) que aumentaron la capacidad de transporte de la compañía en cerca de 53% y mejoraron significativamente la confiabilidad en el suministro de gas en Colombia.
- ▶ Al finalizar el 3T 12 la CREG aún no había resuelto el recurso de reposición presentado por TGI relacionado con la nueva estructura tarifaria. Cabe recordar que la discusión con la CREG se centra en el valor de algunos activos y que por solicitud de TGI, ésta designó peritos especializados para conceptuar sobre el valor de los activos en discusión. TGI recibió los dictámenes periciales y los considera favorables. Se espera que la CREG resuelva el tema antes de finalizar el año.
- ▶ Perú acaba de implementar una ley de masificación del gas que consiste en construir infraestructura que permita llevar el gas natural a más puntos del país facilitando una mayor distribución y extendiendo su uso a nivel nacional. Cálidda y Contugas, empresas filiales de EEB, que operan en el Perú podrían entrar a competir por la adjudicación de la concesión. Para mas información sobre el plan de masificación del gas en Perú puede consultar <http://www.proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaFichaHijo.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=5914>.
- ▶ EEB adelanta en la actualidad un proceso de adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) con el propósito de emitir normas colombianas de contabilidad que converjan con los estándares internacionales. Las NIIF entrarán en vigencia obligatoriamente en el 2015.
- ▶ En Guatemala, EEB ingeniería y servicios se encargará de prestar servicios relacionados al sector de energía eléctrica, específicamente la prestación de consultorías y asesorías relacionadas con mercados eléctricos.
- ▶ Interconexión Colombia-Panamá, Emgesa está pendiente de la reactivación del proceso de subasta para acceder a los derechos de interconexión en el país centroamericano.
- ▶ La oferta presentada por EEB a Ecopetrol para la prestación del servicio de conexión de una subestación a la principal refinera de Colombia (Barrancabermeja) continúa en evaluación.

**Tabla No 4 - Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB**

Proyecto / Cía.	País	Sector	Inversión USD Millones	Estado	En operación:
La Sabana - TGI	Colombia	T GN	57	En planificación	4T 14
ICA Perú - ConTUGas	Perú	T + D GN	326	En construcción	3T 13
Lima Callao - Cálidda	Perú	D GN -ampliación red-	464	En construcción	2016
Guatemala – TRECSA	Guatemala	T E	373	En construcción	4T 13
Subestaciones	Colombia	T E	156	En planificación	13-15

T: Transporte; D: Distribución; GN: Gas Natural; E: Electricidad

Inversiones 2012 - Grupo de Energía de Bogotá  
USD 596 mm



► TGI:

- Estación La Sabana: La compañía finalizó la ingeniería conceptual y la adquisición de los predios en donde se instalará la nueva estación. En cuanto a los demás contratos necesarios para tramitar el proyecto, se considera prudente esperar los resultados del recurso de reposición presentado ante la CREG.

► ICA – ContUgas:

-La ejecución del proyecto fue del 60% al cierre del 3T 12, de ello la inversión acumulada asciende a USD 128.94 millones.

-La estrategia de financiación de Contugas está compuesta por 70% financiación sindicada y 30% de capitalización por parte de los accionistas. Del proceso de financiación sindicada, se finalizó con éxito el cierre financiero del crédito puente por USD 215 millones a 18 meses, del cual ya se realizó el primer desembolso y se inició la consecución del crédito de largo plazo.

-En relación con los clientes residenciales, la compañía cuenta a la fecha con 815 habilitados y tiene planeado conectar 31.000 clientes un año después de la puesta de operación comercial y 50.000 residenciales 5 años después.

-Se han firmado cinco contratos con clientes industriales por un volumen total de 9.4 mmpcd y negocia contratos de tipo “take-or-pay” por 52 mmpcd e interrumpibles por 35 mmpcd que espera cerrar en el segundo semestre 2012

► Lima Callao - Cálidda:

-En el tercer trimestre, la compañía replanteó a la baja la meta de conexiones a su red. Para el cierre del 2012 se espera alcanzar 106.000 clientes conectados

-El 29 08 12, el Directorio de la compañía aprobó adelantar un aumento de capital de USD 60 millones, a realizarse en 2 tramos: El primero por USD 35 millones se realizará este mes y el saldo en febrero de 2013.

-A Septiembre de 2012 Cálidda alcanzó un total de 93,465 clientes y 145,528 vehículos funcionando a gas natural operan en su zona de influencia.

► Guatemala - TRECOSA :

- Al 3T 12 el proyectó registró un avance del 66%.

- En avances de líneas de transmisión se registra un 4%, y un 17% en el porcentaje de ejecución de las subestaciones.

- Esta filial obtendrá un ingreso anual de USD 32.4 millones, a partir de la fecha de entrada en operación, y durante 15 años.

► EEB – Transmisión:

- Ecopetrol continúa con el proceso de evaluación de las ofertas recibidas
- La proyecto UPME 05-2010 ya cuenta con el estudio de Diagnostico Ambiental de Alternativas (DDA) y avanza en la ingeniería del detalle de las líneas de transmisión asociadas. Durante este periodo se suscribió el contrato de conexión entre la EEB y EMGESA, para la prestación de los servicios de conexión por parte de EEB para la central de generación El Quimbo. El proyecto cuenta con un avance ponderado de 8.3% sobre un programado de 9.47%.
- Los proyectos UPME 02-2009 y 01-2010 (Armenia y Alférez) ya tienen radicado el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y se encuentran en el proceso de negociación de los derechos de servidumbres para las líneas de transmisión para comenzar el proceso de ingeniería avanzada. Los proyectos cuentan con un avance del 34% y 35.4% respectivamente a la fecha.

**Tabla No 5 - Indicadores financieros inversiones sin control - 3T 12**

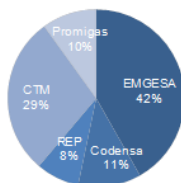
	COP Millones				USD millones	
	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas *	REP	CTM
Ingresos operacionales	1,583,938	2,336,732	928,897	158,374	30.7	13.3
Utilidad operacional	931,235,408	607,534	238,242	43.8	10.0	6.8
EBITDA UDM	1,369,566	1,063,070	264,126*	N/A	63.0	36.4
Utilidad neta	581,514	379,065	185,121	140,500	6.5	4.6
Dividendos y reservas decretados a EEB	-	-	-	-	-	-
Reducciones de capital decretadas a EEB	-	-	-	-	-	-

\*Enero – Septiembre 2012

**Tabla No 6 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control al 3T 12**

Proyecto	Empresa	Sector	País	Inversión	En operación
				USD millones	
Quimbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	837	14
Subestaciones	Codensa	D electricidad	Colombia	68	11-12
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	89	12
Ampliaciones concesión y nuevas	CTM	T electricidad	Perú	523	12 - 13
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	192	14

Inversiones 2012 – Inversiones sin control  
USD 976 mm



► Emgesa – El Quimbo:

- Al cierre del 3T 12 el proyecto registró un avance del 28% en su ejecución. La compañía estima que el proyecto estará en operación antes de finalizar el 2014.
- El contrato de construcción de las principales obras civiles de la Central Hidroeléctrica El Quimbo no presenta costos adicionales y mantiene la fecha de entrada en operación.

- ▶ **Codensa – Subestaciones:**
  - En agosto Junta Directiva de Codensa S.A. ESP autorizó a la Compañía para realizar una inversión por un valor actual de COP 104.032 millones en la ejecución del proyecto de la subestación Norte.
  - La subestación Nueva Esperanza, proyecto de 459 MVA – 500/115kV, espera expedición de licencia ambiental en noviembre 2012 y contar con las licencias requeridas para líneas en el 1T 13.
  - En cuanto a la subestación Centro Urbano, al 3T 12 el proyecto presenta un avance del 68.6%.
- ▶ **REP – Ampliaciones a la concesión:**
  - Los proyectos de ampliación de REP avanzan de acuerdo con los cronogramas
- ▶ **CTM – Ampliaciones a la concesión y nuevos proyectos:**
  - Los proyectos de ampliación de CTM avanzan de acuerdo con los cronogramas en noviembre de 2012 entrará en operación la línea Zapallal –Trujillo.


**Promigas:**

- ▶ El día 28 de agosto de 2012 se realizó una Asamblea Extraordinaria de Accionistas en la cual se autorizó la emisión de bonos en el mercado colombiano hasta por COP 580.000 millones, para lo cual se delegó en la Junta Directiva la aprobación del correspondiente Reglamento de Emisión y Colocación. Fitch asignó calificación AAA nacional de largo plazo para la emisión local con perspectiva estable.

[Regresar al índice](#)

**Desempeño compañías con control**

**Tabla No 7 - Indicadores Transmisión EEB**

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
Utilidad operacional – COP millones	39,405	38,825	1.48	49,662
EBITDA trimestral - COP millones	15,843	16,537	-4.20	14,747
EBITDA UDM - COP millones	64,830	65,642	-1.24	64,295
Inversiones – COP millones	22,423	3,368	565.7	9,255
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.93	99.93	-	99.97
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.001	0.001	-	0.01
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	-	100
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	8.08	8.08	-	8.02

Pies de pagina en anexo 5

- ▶ El buen desempeño en la gestión operativa y técnica se ve reflejado en la disponibilidad de infraestructura, manteniendo valores por encima de la meta regulatoria, asociados a una muy baja compensación por indisponibilidad.
- ▶ El desempeño financiero continúa creciendo gracias la entrada en operación de nuevos activos eléctricos.
- ▶ La variación en el nivel de inversiones refleja (i) la ejecución del proyecto UPME-01-2009, concluido durante el primer semestre del año y (ii) las actividades asociadas a la ejecución de los proyectos UPME-05-2010, UPME-02-2009 y UPME-01-2010. Adicionalmente se han desarrollado actividades asociadas a la modernización del sistema de comunicaciones operativas.

**Tabla No 8 - Indicadores seleccionados EEC\***


	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %	F 11
 <b>DECSA</b> GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ				
 <b>EEC</b> Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.				
No. de clientes	252,271	244,739	3.0	248,043
Ingresos operacionales - COP millones	208,582	194,928	7.0	262,527
Utilidad operacional - COP millones	46,707	39,478	18.3	45,505
EBITDA trimestral – COP millones	53,312	45,543	17.6	N.A
EBITDA UDM – COP millones	60,749	54,809	10.8	52,980
Utilidad neta – COP millones	23,784	19,954	19.1	30,678
Dividendos y reservas decretados a EEB	-	-	-	-
Pérdidas - %(1)	12.9	11.7	10.2	12.53

\* Controlada por DECSA; la información que se presenta en la tabla es la de EEC.

Pies de pagina en anexo 5


- ▶ Los mejores resultados operacionales de Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC) se explican por (i) el plan de ajuste operacional y administrativo; (ii) un incremento en los ingresos por el mayor consumo de energía (estacionalidades del año) y (iii) un aumento en la facturación gracias a unas mayores tarifas aplicadas en un +2.4%.
- ▶ Los costos variables de EEC presentan un incremento explicado por la subida de los precios de energía en bolsa, los cuales se vieron afectados por los paros y recesiones en la planta de Rionegro.

**Tabla No 9 - Indicadores seleccionados de TGI**

	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %	F 11
 <b>TGI</b> GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ				
Ingresos operacionales - COP Millones	516,318	466,515	10.7	626,838
Utilidad operacional - COP Millones	282,712	273,936	3.2	357,059
EBITDA trimestral – COP millones	139,033	121,832	14.1	120,045
EBITDA UDM - COP Millones	506,860	475,426	6.6	481,570
Utilidad neta - COP Millones	169,775	98,026	73.2	25,614
Volumen transportado – Mmpcd	421	426	-1.2	420
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	619	560	10.5	560
Calificación crediticia internacional				
S&P - Marzo 12: BB; positiva				
Fitch - Nov 12: BBB-; estable				
Moody's Marzo 12 Baa3 estable				

- ▶ La entrada en operación de la Fase II de Cusiana el 1 de agosto de 2012 explica las variaciones positivas de los ingresos operacionales, el EBITDA trimestral y UDM y la capacidad contratada en firme. Si bien los gastos operacionales crecen a un ritmo superior en relación con los ingresos operacionales, buena parte de su comportamiento se explica por los honorarios asociados a la operación de manejo de deuda de su principal pasivo financiero. Un incremento en el costo del gas combustible utilizado en las estaciones compresoras, cuyo valor en los dos últimos meses prácticamente equivalió a la mitad del costo en los primeros siete meses como consecuencia de un mayor volumen transportado, 460 mmpcd en 3T 12, frente a 398 mmpcd en 2T 12 y a 403 mmpcd en 1T 12.
- ▶ El fuerte crecimiento de la utilidad neta se explica por el positivo comportamiento de la utilidad operacional y, en mayor medida, por el incremento de la diferencia en cambio cuyo valor aumentó gracias al impacto de la revaluación del peso sobre la deuda contratada en USD.

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados de Cálidda

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
				
No de clientes	93,465	56,599	65.1	63,602
Ingresos operacionales - USD Miles	265.9	193.1	37.7	304,485
Utilidad operacional – USD Miles	36.1	33.0	9.4	45,262
EBITDA trimestral – USD Miles	15.9	13.9	14.4	N.A
EBITDA UDM – USD Miles (1)	48.2	43.1	11.8	59,368
Utilidad neta – USD Miles	19.9	17.3	15.0	25,809

- ▶ La compañía continúa ejecutando exitosamente su plan de expansión, lo que se refleja en el incremento en el número de clientes. La compañía espera terminar el año con 106.000 clientes conectados a su red.
- ▶ El incremento del EBITDA frente al 2011 es principalmente por mayores ingresos por volumen interrumpible de generadoras eléctricas.

[Regresar al índice](#)

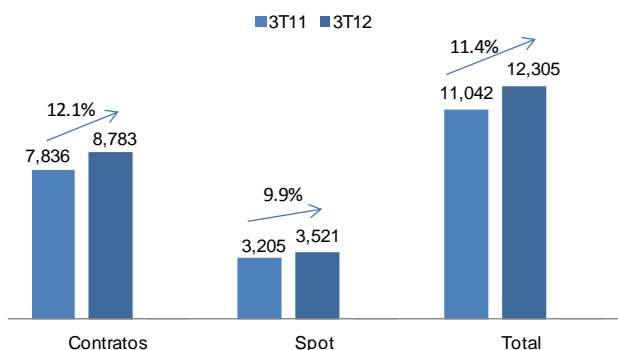
### Desempeño compañías sin control

Tabla No 11 - Panorámica de Emgesa al 3T 12

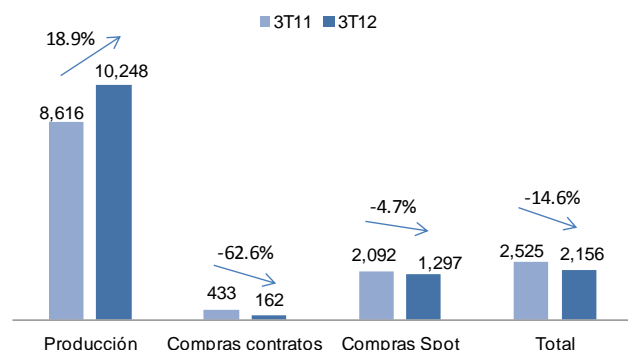
**emgesa**

Capacidad instalada - MW	2,914
Composición de la capacidad	10 Hidros y 2 térmicas
Generación - Gwh	10,248
Ventas - Gwh	12,305
Ingresos operacionales - COP Millones	1,583,938
EBITDA UDM - COP Millones	1,369,566
Control	Endesa de España
Participación de EEB	51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto-

#### Ventas GWh



#### Oferta GWh



- ▶ El aumento de la producción estuvo acompañado por mayores ventas a través de contratos y menores compras de energía. Lo anterior es resultado de los mayores aportes hidrológicos durante los primeros nueve meses de este



año. Los niveles hidrológicos de los embalses de Emgesa se encuentran en niveles superiores a la media histórica y muestran indicadores de fortaleza para enfrentar un posible fenómeno del Niño. De igual forma, Emgesa tiene un alto nivel de contratación de ventas futuras.

**Tabla No 12 – Inversiones**

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
Millones COP	354,961	179,754	97.4	290,407
Millones USD	197.2	93.9	110.0	149.5

- ▶ La ejecución del Quimbo explica el incremento de las inversiones de la compañía. El proyecto ha demandado recursos a septiembre de 2012 por valor de USD 267 millones y registró un avance de ejecución del 28%. Se mantiene la fecha de entrada en operación de la primera unidad de generación para diciembre de 2014 y de la segunda para febrero de 2015.
- ▶ Interconexión Colombia-Panamá, Emgesa está pendiente de la reactivación del proceso de subasta de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de Interconexión. (DFACI)

**Tabla No 13 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa**

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %		Al 3T 12	Al 3T 11
Ingresos operacionales	1,583,938	1,405,872	12.6	1,899,062	879.8	734.1
Costo de ventas	-630,742	-565,566	11.5	-765,023	-350.4	-295.3
Gastos administrativos	-21,960	-21,166	3.7	-29,336	-12.2	-11.1
Utilidad operacional	931,235	819,141	13.6	1,104,703	517.3	427.7
EBITDA UDM (1)	1,369,566	1,081,694	26.6	1,256,231	760.7	564.8
Utilidad neta	581,514	483,697	20.2	667,755	323.0	252.6
Dividendos y reservas decretados a EEB	343,894	80,537	327	80,537	191.0	42.1
Reducciones de capital a EEB	-	-	-	-	-	-
Deuda neta (2) / EBITDA	ND	N.D	N.D	1.4	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (3)	ND	N.D	N.D	8.7	N.D	N.D

Pies de pagina en anexo 5

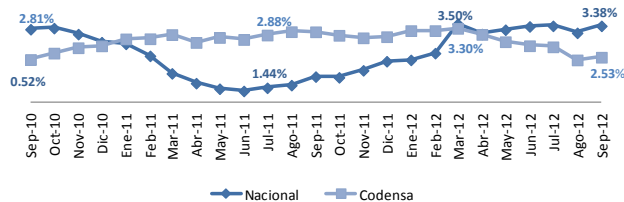
- ▶ La utilidad operacional crece a un ritmo superior en comparación con el crecimiento de los ingresos operacionales por menores costos en combustibles y en compras de energía dada la alta hidrología y generación propia de energía.
- ▶ La utilidad neta crece a un ritmo superior en comparación con la utilidad operacional debido a menores pagos por concepto de gastos financieros por optimización en la deuda de la compañía.

**Tabla No 14 - Panorámica de Codensa al 3T 12**

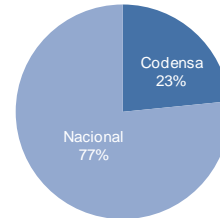
**CODENSA**

Numero de clientes	2,565,135
Participación de mercado - %	23.4
Demanda Codensa – Gwh	10,361
Var % demanda de Codensa 3T 12 / 3T 11	2.3%
Ingresos operacionales - COP Millones	2,336,732
EBITDA UDM - COP Millones	1,063,070
Control	Endesa de España
Participación EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Variación Demanda Nacional vs  
Codensa



Composición de la demanda  
Nacional vs. Codensa



- ▶ La demanda nacional crece a un ritmo superior en comparación con la demanda de Codensa por un fuerte crecimiento del sector de minas y canteras en la región Caribe y Oriental, fuera del área de Codensa.
- ▶ Menor consumo de energía de los industriales por desaceleración de su actividad en el centro del país ha afectado demanda de energía en área de Codensa atendida a través de peajes de otros comercializadores.

Tabla No 15 – Inversiones

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
Millones COP	153.529	190.115	-19.2	306,246
Millones USD	85.3	99.3	-14.1	157.6

- ▶ Las inversiones al 3T 12 se concentraron en el mejoramiento de la calidad del servicio y el control de pérdidas de energía, las cuales se redujeron al 7.5%, manteniendo la tendencia a la baja y logrando un nuevo mínimo histórico.

Tabla No 16 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %		Al 3T 12	Al 3T 11
Ingresos operacionales	2,336,731	2,195,268	6.4	2,986,153	1,298	1,146.3
Costo de ventas	-1,672,144	-1,610,811	3.8	-2,187,477	-929	-841.1
Gastos administrativos	-57.053	-54,785	4.1	-75,231	-32	-28.6
Utilidad operacional	607,534	529,672	14.7	723,445	337	276.6
EBITDA UDM	1.063.070	984,392	8.0	976.001	590	514.0
Utilidad neta	379,065	323,318	17.2	457,664	211	168.8
Dividendos y reservas decretados a EEB	69.405	69,214	0.3	237,172	39	36.1
Reducciones de capital	-	-	-	-	-	-
Deuda neta (1) / EBITDA		N.D	N.D	0.7	N.D	N.D
EBITDA / Intereses (2)		N.D	N.D	11.4	N.D	N.D

Pies de pagina en anexo 5

- ▶ La utilidad operacional crece a un mayor ritmo que los ingresos operacionales gracias a menores costos por mejoras en la calidad del servicio.
- ▶ La utilidad neta crece a un mayor ritmo respecto de la utilidad operacional gracias a menores gastos financieros y mayores ingresos financieros.

Tabla No 17 - Panorámica de Promigas al 3T 12



Numero de clientes	n/a
Volumen de ventas - mmpcd	335.8
Participación de mercado - %	39.9
Red - km	n/a
Ingresos operacionales - COP Millones	158,374
EBITDA UDM - COP Millones	n/a
Control	n/a
Participación de EEB - %	15.6

Tabla No 18 – Inversiones Promigas

	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %	F 11
COP Miles de millones	66,870	15,060	344	45,539
USD Millones	37.1	7.9	369	23.5

Tabla No 19 - Indicadores financieros seleccionados de Promigas

	COP Millones			COP Millones F11	USD Millones	
	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %		AI 3T 12	AI 3T 11
Ingresos operacionales	158,374	163,003	-2.9	226,215	88.0	527.9
Costo de ventas	-77,327	-71,976	0.07	-101,181	-43.0	-363.4
Gastos administrativos	-37,242	-36,125	0.03	-55,908	-20.7	-126.4
EBITDA UDM	n/a	n/a	n/a	-	n/a	77.3
Utilidad neta	140,500	147,841	-0,04	186,508	78.0	18.6
Dividendos y reservas decretados a EEB	29,090	33,134	-12.2	33,134	16.2	-
Reducciones de capital a EEB	-	-	-	-	-	-
Deuda neta (1) / EBITDA	n/a	n/a	n/a	4.62	n/a	n/a
EBITDA / Intereses (2)	n/a	n/a	n/a	3.90	n/a	n/a

Píes de pagina en anexo 5

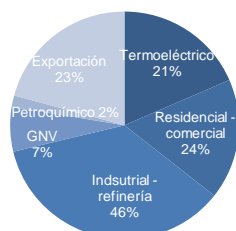
- ▶ Resultado inferior al de 2011 por menores volúmenes transportados en 2012 como consecuencia de emergencia en el gasoducto en enero y febrero y menor despacho de las plantas térmicas.
- ▶ El día 28 de agosto de 2012 se realizó una Asamblea Extraordinaria de Accionistas en la cual se autorizó la emisión de bonos en el mercado colombiano hasta por COP 580.000 millones, para lo cual se delegó en la Junta Directiva la aprobación del correspondiente Reglamento de Emisión y Colocación.

Tabla No 20 - Panorámica de Gas Natural al 3T 12

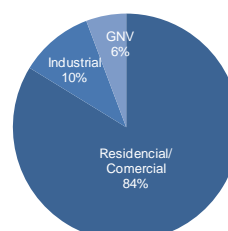


No de clientes	1,823,385
Volumen de ventas - mmpcd	141.8
Participación de mercado - %	ND
Red - km	12,609
Ingresos operacionales - COP millones	928,897
EBITDA UDM - COP millones	n/a
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

**Demanda de Gas Natural en Colombia  
Julio 2012**



**Ventas al cliente  
Total: 141.8 mmpcd**



- La demanda interna gas natural viene repuntando en los últimos meses gracias, principalmente a una recuperación del consumo del sector termoeléctrico. La demanda de este sector venía cayendo a tasas superiores al 30% a principios de año y su incremento se relaciona con un período de bajas lluvias en algunas zonas del país.

**Tabla No 21 – Inversiones**

	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
COP Millones	17,736	11,043	60.6	23,624
USD Millones	9.9	5.8	69.9	12.2

- El incremento de las inversiones se concentran en la sismo resistencia del Edificio corporativo y en mejoramiento de la red.

**Tabla No 22 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural**

	COP Millones			COP Millones F 11	USD Millones	
	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %		Al 3T 12	Al 3T 11
Ingresos operacionales	928,897	795,828	17.0	1,101,644	515.9	415.5
Costo de ventas	-608,430	-464,813	31.0	-663,090	-337.9	-242.7
Gastos administrativos	-82,225	-77,156	7.0	-101,981	-45.67	-40.3
Utilidad operacional	238,242	253,860	-6.0	336,573	132.3	132.5
EBITDA UDM	264,126	279,237	-5.0	368,986	146.6	145.8
Utilidad neta	185,121	189,706	-2.0	254,000	102.8	99.0
Dividendos y reservas decretados a EEB	63,726	17,594	262.0	17,594	35.3	9.1
Reducciones de capital a EEB	-	-	0.0	-	-	-
Deuda neta (1) / EBITDA	0.8	0.8	5.0	0.3	n/a	n/a
EBITDA / Intereses (2)	22.6	24.9	9.0	24	n/a	n/a

Píes de pagina en anexo 5

- Un mayor ingreso operacional es producto de mayores ventas dadas por mayor volúmen y por precio. El costo de venta se incrementa por mayor costo en la compra de gas. La utilidad neta decrece por mayor costo en el insumo gas.

Tabla No 23 - Panorámica de REP CTM al 3T 12

**REP Perú CTM Perú**

	REP	CTM
Red – km	6,041	1,716
Voltaje – kv	220,138	220,138
Control	ISA Colombia	
Participación accionaria de EEB - %	40	

Tabla No 24 - Indicadores financieros seleccionados de REP

REP Perú	USD Millones			
	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	F 11
Ingresos operacionales	84.8	74.8	13.4	143.4
Costo de ventas	-48.8	-40.3	21.1	-91.3
Utilidad operacional	27.0	26.8	0.7	33.1
EBITDA UDM	63.0	63.3	-0.5	63.3
Utilidad neta	16.3	14.8	10.1	16.9
Dividendos decretados a EEB	-	-	-	-
Reducciones de capital a EEB	-	-	-	-
Deuda neta (2) / EBITDA	N.D.	N.D.	N.D.	3.3
EBITDA / Intereses (3)	N.D.	N.D.	N.D.	5.6

Píes de pagina en anexo 5

- Mayor utilidad principalmente por las ampliaciones a la red principal que entraron en operación comercial a mediados del 2011.

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Millones			USD Millones F 11
	Al 3T 12	Al 3T 11	Var %	
Ingresos operacionales	41.1	29.8	37.9	231.1
Costo de ventas	-17.0	-10.8	57.4	-201.4
Utilidad operacional	22.5	17.7	27.1	24.9
EBITDA UDM	36.4	32.3	12.7	28.3
Utilidad neta	12.8	13.4	-4.5	17.6
Dividendos decretados a EEB	-	-	-	-
Reducciones de capital a EEB	-	-	-	-
Deuda neta (1) / EBITDA	ND.	N.D.	N.D.	5.5
EBITDA / Intereses (2)	ND.	N.D.	N.D.	3

Píes de pagina en anexo 5

- El resultado operacional se incrementa como consecuencia de la entrada de nuevos proyectos (Ampliación 1 y Centro 1). El resultado final es inferior al del mismo periodo del año anterior explicado por los incrementos de los préstamos con entidades financieras y con vinculadas debido a una mayor inversión de la Compañía en nuevas líneas de transmisión.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero de EEB

Tabla No 26 - Resultados consolidados EEB

	Millones COP		Variación	Millones COP	Millones USD	
	AI 3T 12	AI 3T 11	%	F 11	AI 3T 12	AI 3T 11
<b>Ingresos Operacionales (1)</b>	<b>1,161,375</b>	<b>1,040,485</b>	<b>11.6</b>	<b>1,421,664</b>	<b>645.0</b>	<b>543.3</b>
Transmisión de electricidad	78,197	74,096	5.53	100,106	43.4	38.7
Distribución de Electricidad	207,923	194,557	6.87	262,527	115.5	101.6
Transporte de gas natural	516,318	466,515	10.6	626,838	286.8	243.6
Distribución de gas natural	358,937	305,317	17.5	432,193	199.3	159.4
<b>Costo de ventas (2)</b>	<b>-597,582</b>	<b>-508,747</b>	<b>17.4</b>	<b>-704,603</b>	<b>-331.9</b>	<b>-265.7</b>
Transmisión de electricidad	-32,401	-31,242	3.7	-43,157	-18.0	-16.3
Distribución de Electricidad	-148,153	-141,839	4.4	-190,698	-82.3	-74.1
Transporte de gas natural	-180,633	-148,191	21.8	-208,905	-100.3	-77.4
Distribución de gas natural	-236,395	-187,475	26.0	-261,843	-131.3	-97.9
<b>Utilidad bruta</b>	<b>563,793</b>	<b>531,738</b>	<b>6.0</b>	<b>717,061</b>	<b>313.1</b>	<b>277.7</b>
<b>GASTOS OPERACIONALES</b>	<b>-147,586</b>	<b>-130,551</b>	<b>13.0</b>	<b>-166,402</b>	<b>-82.0</b>	<b>-68.2</b>
Transmisión de electricidad (3)	-6,489	-4,058	59.9	-6,378	-3.6	-2.1
Distribución de Electricidad	-23,361	-22,683	2.9	-26,120	-13.0	-11.8
Transporte de gas natural	-46,650	-40,590	14.9	-39,161	-25.9	-21.2
Distribución de gas natural	-71,086	-63,220	12.4	-94,743	-39.5	33.0
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	<b>416,207</b>	<b>401,187</b>	<b>3.7</b>	<b>550,659</b>	<b>231.1</b>	<b>209.5</b>
Dividendos (4)	523,953	179,286	192.2	347,228	291.0	93.6
Intereses inversiones temp, y pat, autónomos (5)	45,247	45,088	0.3	51,873	25.1	23.5
Diferencia en cambio neta (6)	184,634	-3,272	-5742.8	-28,172	102.5	-1.7
Valoración neta de coberturas (7)	-43,654	-8,338	423.5	-66,672	-24.2	-4.4
Otros ingresos (8)	27,751	14,794	87.5	52,640	15.4	7.7
Gastos No operacionales (9)	-91,988	-93,128	-1.2	-160,227	-51.1	-48.6
Gastos financieros	-281,757	-205,595	37.0	-330,189	-156.5	-107.4
Otros gastos	-7,278	-2,946	147.0	-7,924	-4.0	-1.5
<b>Utilidad antes de impuestos e interés minoritario</b>	<b>773,115</b>	<b>327,076</b>	<b>136.3</b>	<b>409,216</b>	<b>429.4</b>	<b>170.8</b>
Interés minoritario (10)	-83,250	-56,138	48.3	-46,583	-46.2	-29.3
Impuesto de renta	-54,109	-44,814	20.7	-57,339	-30.1	-23.4
<b>Utilidad neta</b>	<b>635,756</b>	<b>226,124</b>	<b>181.1</b>	<b>305,294</b>	<b>353.1</b>	<b>118.1</b>

Píes de pagina en anexo 5

- ▶ La utilidad neta en EEB creció en COP 409 mil millones, lo que significa una tasa de crecimiento del 181% respecto del 3T 11. Este resultado se explica, principalmente, por (i) un crecimiento de los dividendos decretados a EEB en COP 343 mil millones, (ii) un aumento de cerca de COP 15 mil millones en la utilidad operacional y (iii) un incremento de COP 187 mil millones en la cuenta diferencia en cambio.
- ▶ Los dividendos decretados a EEB crecieron en un 152% frente al 3T 11. La razón principal del fuerte incremento es que los dividendos recibidos por EEB en 3T 11 correspondieron a los dividendos decretados por Codensa, Emgesa y Gas Natural por el período Octubre - Diciembre 2010, mientras que para el año 2012 estas empresas decretaron dividendos por las utilidades totales del año 2011.
- ▶ La utilidad operacional de la compañía presentó un moderado incremento del 3.7% en el que se destacan los resultados operacionales obtenidos por los obtenidos por los negocios de transporte de gas natural y distribución de electricidad en Colombia. El ingreso en operación de la fase II de Cusiana le dio un impulso importante a los resultados del negocio de transporte de gas, mientras que el plan de ajuste operacional y administrativo de la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC) se reflejó en los mejores resultados del negocio de distribución de electricidad.
- ▶ TGI presentó mayores cargos fijos y variables facturados, por nuevos contratos derivados de la entrada en operación de los proyectos de expansión Cusiana y Ballena-Barranca. De igual forma, los costos de operación, mantenimiento y gas combustible, por crecimiento de la infraestructura, así como el incremento en las depreciaciones y costos de personal por la operación directa de las compresoras las cuales TGI tomó control

directo en el mes de Julio de 2012. Se espera que este programa genere ahorros anuales para TGI de aproximadamente de USD 3 millones.

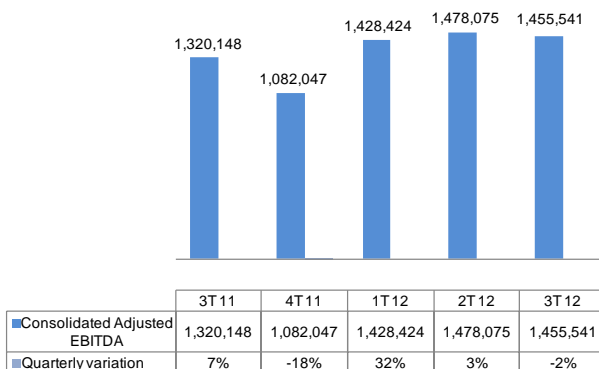
- ▶ El negocio de distribución de gas natural presenta una reducción en la utilidad operacional dados los gastos operacionales asociados a la compañía Contugas la cual no se encuentra todavía en operación.
- ▶ Ingreso por diferencia en cambio generado porque al 3T 12 la revaluación del peso frente al dólar fue mayor en \$143,30 pesos por dólar, respecto al mismo periodo del año 2011, lo que generó una disminución de la deuda en moneda extranjera que poseen las empresas del Grupo en bonos y crédito sindicado. Igualmente, incluye diferencia en cambio de las inversiones en compañías no controladas del exterior.
- ▶ Los gastos no operacionales se incrementaron como consecuencia del (i) Pago primas de TGI por comisión call del Bono 2007 y restructuración de deuda. (ii) valoración operaciones de cobertura.
- ▶ Los costos de transporte de gas natural y distribución de gas natural se incrementaron en comparación con el 3T 11. En TGI, los costos de operación, mantenimiento y gas combustible, por crecimiento de la infraestructura. Igualmente, incluye incremento en las depreciaciones y costos de personal por la operación directa de las compresoras. En Cálida, los costos por mantenimiento y reparación de la red principal de gas, consumo de suministros, mayor inversión en instalaciones para terceros y reconocimiento de amortización de la concesión.

Tabla No 27 - Indicadores financieros de EEB

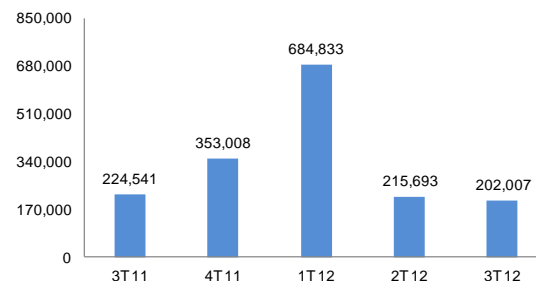
	Millones COP			Millones COP F 11	Millones USD	
	AI 3T 12	AI 3T 11	Var %		AI 3T 12	AI 3T 11
EBITDA Consolidado ajustado trimestral	202.007	224.541	-10.4	353,008	112.2	117.2
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,455,541	1,320,642	10.2	1,082,047	808.4	689.6
EBITDA Consolidado UDM	1,455,541	1,320,642	10.2	1,082,047	808.4	689.6
Margen EBITDA Consolidado % (1)	63.5	71.3	-10.9	59.3	63.5	71.3
Deuda neta (2) / EBITDA Consolidado Ajustado UDM OM: < 4.5	1.8	2.2		2.2	1.8	2.2
EBITDA Consolidado Ajustado UDM / Intereses (3) OM: > 2.25	8.0	6.8		4.8	8.0	6.8

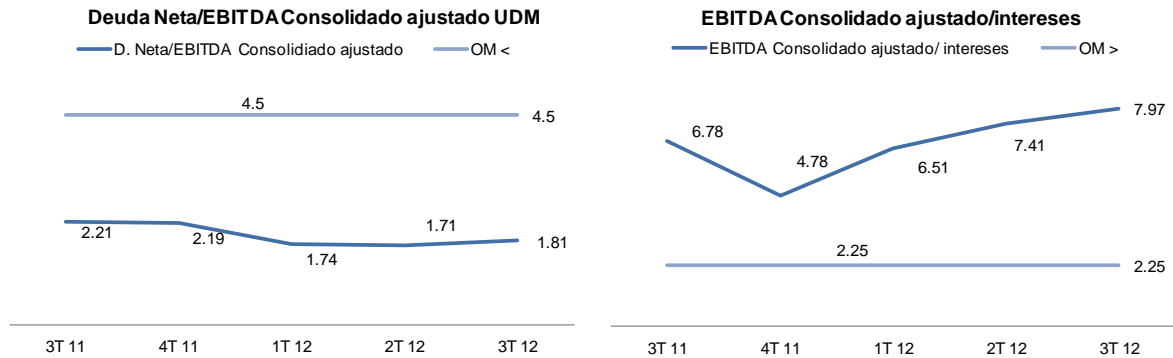
Pies de pagina en anexo 5

Evolución del EBITDA consolidado ajustado  
UDM - COP mm



EBITDA consolidado ajustado trimestral -  
COP mm





**NOTA:** en concordancia con las definiciones del contrato de las notas emitidas por EEB en noviembre de 2011, los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses se calculan con base en el EBITDA Consolidado Ajustado que incluye las reducciones de capital recibidas por EEB.

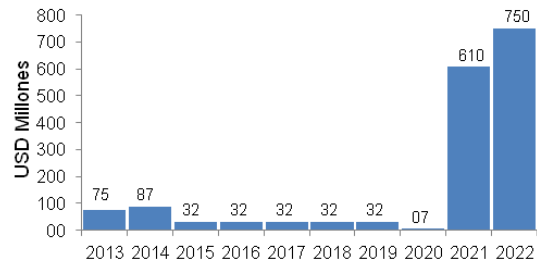
**Tabla No 28 - Estructura de la deuda consolidada de EEB**

	3T 12 COP Millones	Part. %	3T 11 COP Millones	Part. %	F 11 USD Millones	3T 12 Millones USD	3T 11 Millones USD
Deuda financiera en COP	131,340	3.9	643,190	16.7	110	73	336
Deuda financiera en USD	3,013,338	89.1	3,040,444	78.8	1,603	1,674	1,588
Operaciones de Cobertura	237,370	7.0	170,835	4.4	102	132	89
Total deuda financiera	3,382,048	100	3,854,469	100	1,815	1,878	2,013

- ▶ El incremento del EBITDA UDM se explica por un crecimiento del 21% en los ingresos operacionales UDM y la utilidad operacional UDM que creció 60.6%. Además de un menor valor de provisiones UDM del 89.1% dado que TGI en el período anterior incluyó provisiones importantes como consecuencia de la valoración de activos en el último trimestre de 2010.
- ▶ El indicador de apalancamiento disminuyó por el mayor EBITDA UDM y una reducción de la deuda neta en 9.7% por pago de créditos de corto plazo. Por su parte, el indicador de cobertura de intereses mejoró por el mayor valor del EBITDA UDM registrado durante el período de análisis y un menor valor de los intereses netos pagados.
- ▶ Tanto la menor deuda neta como los menores intereses netos pagados obedecen a una apreciación del peso del 5.98% en el período comparado.
- ▶ El saldo en pesos del total de deuda financiera se redujo un 12.3% debido al pago de créditos de corto plazo por COP 511.850 millones y un menor valor de la deuda financiera en dólares por la revaluación del peso.



### Perfil de Vencimiento Deuda Consolidada EEB



[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, 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, corresponde a proyecciones.*

*Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.*

*La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.*

*El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.*

### 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:
  - 3T 12: 1,800.3 COP/USD
  - 3T 11: 1,915.1 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

[Regresar al índice](#)

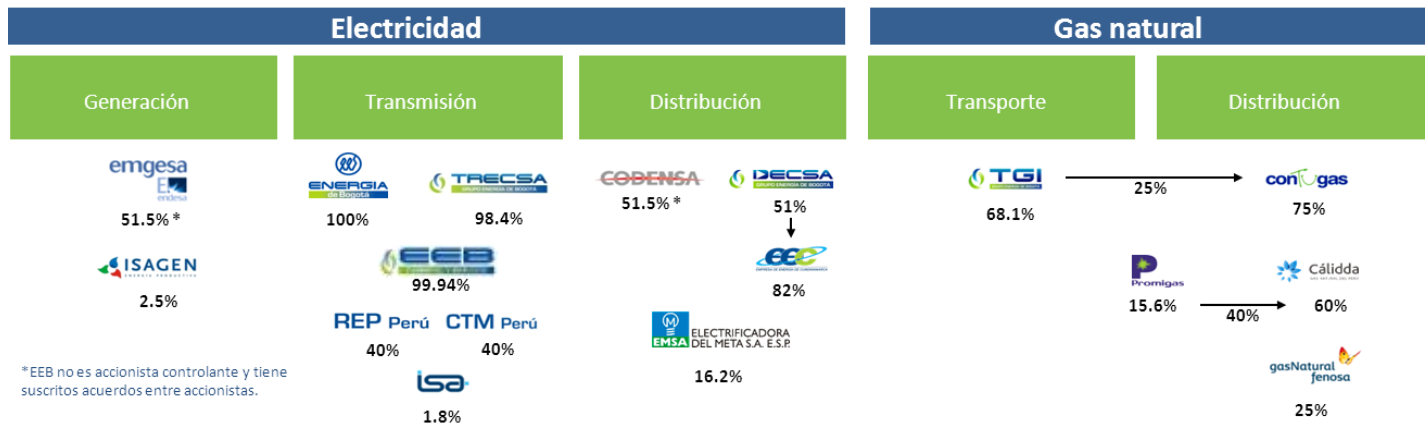
**Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:**

<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=7254>

[Regresar al índice](#)

### Anexo 3: Panorámica de la compañía controlante – EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá - 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región.
- ▶ El Grupo Empresa de Energía de Bogotá es uno de los principales emisores colombianos. Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia. En noviembre de 2011 la compañía realizó una emisión primaria de acciones en el mercado de valores de Colombia por un valor aproximado de USD 400 millones. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de bonos corporativos en el mercado 144A / R S por USD 1.36 billones (miles de millones). Entre finales de 2011 y comienzos de 2012, las dos compañías realizaron operaciones de manejo de deuda sobre sus bonos que les permitieron ampliar su plazo, reducir su costo y mejorar la calificación crediticia.



[Regresar al índice](#)

**Anexo 4: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe. Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado UDM y trimestral.**

- ▶ 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.
- ▶ EBITDA: El EBITDA para un período determinado (UDM; 1S) se calcula tomando la Utilidad operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.
- ▶ EBITDA Consolidado EEB: En concordancia con el contrato de los bonos emitidos por EEB en noviembre de 2011, el EBITDA Consolidado de la compañía para un período determinado se calcula tomando los ingresos operacionales para dicho periodo y restándole el costo de ventas, los gastos administrativos y los intereses generados por los fondos pensionales. A este resultado se le adicionan los dividendos decretados (independientemente de si han sido pagados o no), los intereses de las inversiones temporales, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de los activos fijos, las provisiones y los aportes realizados a los fondos pensionales.
- ▶ El EBITDA Consolidado Ajustado para un período determinado se calcula tomando el EBITDA Consolidado para dicho período y adicionándole los flujos caja que ingresan a EEB atribuibles a reducciones de capital de aquellas compañías en donde EEB tiene participaciones accionarias.

UDM	COP Millones		Variación %	COP Millones F 11	USD Millones	
	AI 3T 12	AI 3T 11			AI 3T 12	AI 3T 11
Ingresos Operacionales	1,542,554	1,274,785	21.0	1,421,664	856.7	665.6
Costos Operacionales	-793,438	-615,016	29.0	-704,602	-440.7	-321.1
Gastos Operacionales	-183,437	-307,593	-40.4	-166,401	-101.9	-160.6
Depreciación operacional	104,375	72,723	43.5	100,961	58.0	38.0
Amortización operacional	47,570	37,372	27.3	49,893	26.4	19.5
Impuestos operacionales	7,401	3,771	96.3	32,233	4.1	2.0
Dividendos e intereses ganados	748,856	752,892	3.2	404,029	415.9	379.0
Intereses patrimonio autónomo	-17,182	-10,810	59.0	-11,766	-9.5	-5.6
Gastos administración	-159,088	-154,978	2.7	-160,227	-88.4	-80.9
Pensiones jubilación	32,348	32,157	0.6	29,070	18.0	16.8
Amortizaciones	19,995	24,635	-18.8	11,116	11.1	12.9
Depreciaciones	4,415	13,929	-68.3	1,317	2.5	7.3
Provisiones	16,933	154,935	-89.1	16,117	9.4	80.9
Impuestos	84,238	68,839	22.4	58,645	46.8	35.9
Reducciones de capital	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA Consolidado Ajustado</b>	<b>1,455,541</b>	<b>1,320,642</b>	<b>10.2</b>	<b>1,082,048</b>	<b>808.4</b>	<b>689.6</b>

Trimestral consolidado	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	AI 3T 12	AI 3T 11		AI 3T 12	AI 3T 11
<b>Utilidad operacional</b>	<b>147,709</b>	<b>147,722</b>	<b>-0.01</b>	<b>82.0</b>	<b>77.1</b>
Depreciación operacional	28,035	26,393	6.2	15.6	13.8
Amortización operacional	11,670	19,436	-39.9	6.5	10.1
Impuestos operacionales	1,079	26,342	-95.9	0.6	13.8
Dividendos e intereses ganados	15,906	18,807	-15.4	8.8	9.8
Intereses patrimonio autónomo	-5,946	-3,601	65.1	-3.3	-1.9
Gastos no operacionales	-24,915	-35,297	-29.4	-13.8	-18.4
Utilidad en valoración de coberturas	437	-1,844	-123.7	0.2	-1.0
Pensiones jubilación	7,160	7,936	-9.7	4.0	4.1
Amortizaciones	4,793	1,929	148.4	2.7	1.0
Depreciaciones	2,224	384	479.1	1.2	0.2
Provisiones	-421	8,232	-105.1	-0.2	4.3
Impuestos	14,276	8,102	76.2	7.9	4.2
<b>EBITDA</b>	<b>202,007</b>	<b>224,541</b>	<b>-10.0</b>	<b>112.2</b>	<b>117.2</b>

[Regresar al índice](#)

## Anexo 5: Pies de página de las tablas y graficas.

### Tabla 7 - Indicadores transmisión 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 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.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 8 - Indicadores seleccionados EEC - DECSA

- (1) Se trata de las pérdidas técnicas

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 13 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa.

- (1) 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.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 16 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 19 – Indicadores financieros seleccionados de Promigas

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 22 – Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 24 – Indicadores financieros seleccionados de REP

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

### Tabla 25 – Indicadores financieros seleccionados de CTM

- (1) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.
- (2) Son los intereses de las deudas financieras causados durante los últimos doce meses.

[Regresar a la tabla](#)

#### Tabla 26 - Resultados financieros consolidados EEB

- (1) Los ingresos operacionales por servicio de transmisión y distribución de electricidad son prestados directamente por EEB y EEC, respectivamente, el servicio de transporte de gas natural es prestado por TGI y la distribución de gas natural es prestada por CALIDDA y CONTUGAS, compañías filiales en Perú. Los ingresos por distribución de electricidad, y por transporte y distribución de gas natural, incrementaron debido a un aumento en el número de clientes conectados, derivado de la expansión y ampliación efectuada a las redes del sistema (líneas de distribución y red de gasoductos), lo cual generó un aumento en los volúmenes de consumo.
- (2) Corresponde a los costos de personal, de operación y mantenimiento y de instalaciones, además incluye, la depreciación de la propiedad planta y equipo, las amortizaciones y los seguros relacionados con las actividades operacionales. El incremento de los costos se origina por el aumento de los precios de la energía en bloque y en bolsa en el caso de EEC; el aumento de las depreciaciones en TGI debido a la activación de los proyectos de expansión, costos de personal por tomar la operación directa de las compresoras; y mayores costos de mantenimiento e inversión en las instalaciones de nuevos clientes en CALIDDA.
- (3) La actividad de transmisión es operada directamente por EEB y se asignan gastos administrativos por el sistema de costos basados en actividades (ABC).
- (4) Corresponde a los dividendos decretados a EEB por las compañías no controladas, sobre las utilidades del año 2011.
- (5) Corresponde a los intereses generados por inversiones temporales e intereses obtenidos por los patrimonios autónomos de pensiones.
- (6) Incorpora la utilidad o pérdida neta por efecto de la variación en la tasa de cambio y su impacto en los activos y pasivos denominados en moneda extranjera. Ingreso por diferencia en cambio generado se presenta por que al 30 de septiembre de 2012 la revaluación del peso frente al dólar fue mayor en \$143,3 COP por USD, respecto al mismo periodo del año 2011, lo que generó una disminución de la deuda en moneda extranjera que poseen las empresas del Grupo en Bonos y Créditos. Igualmente, incluye diferencia en cambio de las inversiones en compañías no controladas del exterior.
- (7) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por EEB y TGI para reducir el riesgo cambiario.
- (8) Corresponde a ingresos por indemnizaciones, recuperación de gastos y arrendamientos.
- (9) Incorpora los gastos que no están relacionados con las actividades operacionales, entre los que se incluyen principalmente, pensiones de jubilación, amortización de créditos mercantiles e impuesto al patrimonio.
- (10) Corresponde a la proporción de las utilidades que corresponde a los inversionistas minoritarios de las empresas controladas por EEB.

[Regresar a la tabla](#)

#### Tabla 27 - Indicadores financieros de EEB

- (1) Es el EBITDA consolidado ajustado dividido entre el total de ingresos operacionales consolidados, dividendos e ingresos por intereses.
- (2) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (3) Son los gastos financieros consolidados.

[Regresar a la tabla](#)

[Regresar al índice](#)

## Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 10<sup>9</sup>
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos,
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania,
- ▶ CTM: Consorcio Transmataro,
- ▶ 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,
- ▶ D Electricidad: Distribución de electricidad,
- ▶ D Gas natural: Distribución de Gas natural,
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia,
- ▶ G Electricidad: Generación de electricidad,
- ▶ 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,
- ▶ Millones: millones,
- ▶ MI: Millas,
- ▶ MW: Megavatio, Unidad de potencia o de trabajo que equivale a un millón de vatios,
- ▶ N.A. No aplica.
- ▶ PCD: Pies cúbicos día,
- ▶ 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,
- ▶ T Electricidad: Transmisión de electricidad,
- ▶ T Gas natural: Transporte de gas natural,
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso –dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF,
- ▶ UDM: Últimos doce meses
- ▶ 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](#)