

Bogotá D.C., Abril 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, aclaraciones, y definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe.
- ▶ Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB
- ▶ Anexo 3: Panorámica de EEB.
- ▶ Anexo 4: Términos técnicos y regulatorios.
- ▶ Anexo 5: Desagregación del EBITDA Consolidado Ajustado
- ▶ Anexo 6: Pies de página de las tablas y gráficas.

Resumen ejecutivo y hechos relevantes.

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos en 2011

	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	14,424	8,695	2,182
Demanda – GWh	57,150	38,709	8,672
Variación demanda 11 / 10 - %	1.8	8.6	4.7
Explicación variación demanda 11/10	<ul style="list-style-type: none"> Tasa de crecimiento menor a la variación del PIB explicada por: (•) mantenimiento de la mina Cerromatoso y, (•) bajo consumo residencial por menores temperaturas: menor uso de aire acondicionado. 	<ul style="list-style-type: none"> Fuerte crecimiento de la demanda debido al desarrollo de proyectos mineros y de infraestructura. Penetración rural con más de 10,000 poblaciones interconectados 2011. 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento de la demanda industrial y residencial.

Fuentes: XM y UPME Colombia, COES - Perú, AMM Guatemala

Tabla No 2 - Panorámica de los sectores de gas natural al 2011

	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables - TPC	7.1	23.1
Demanda interna – mmpcd	795.2	462.4
Variación demanda - %	- 8.	17
Explicación variación demanda 11/10	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de la demanda térmica por disipación del fenómeno del El Niño. 	<ul style="list-style-type: none"> Fuerte crecimiento de todos los segmentos: residencial, comercial/industrial y GNV.

Fuentes: UPME, CNO, MEM, Osinergim

Tabla No 3 - Indicadores financieros consolidados de EEB

	F 11	F 10	Var %
Ingresos operacionales	1,421,664	932,435	52
Utilidad operacional	550,659	268,287	105
EBITDA Consolidado ajustado 4T	353,008	796,817	-56
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,082,047	1,806,889	-40
EBITDA UDM	1,082,047	1.577.769	-32
Dividendos y reservas decretados a EEB	347,227	1,059,205	-67
Utilidad neta	305,294	1,092,945	-72
Dividendos y reservas decretados por EEB	0	995,887	N.A.
Dividendo por acción - COP	0	82.02	N.A.
Ultima calificación deuda internacional:			
S&P – Oct. 11: BB+ positivo			
Fitch – Nov 11: BB + estable			
Moody's Oct 11 Baa3 estable			

- ▶ El fuerte crecimiento de la Utilidad operacional se explica por: (•) los mejores resultados operacionales de TGI - transporte de gas natural Colombia - por el ingreso en operación de la expansión de Cusiana Fase I, (•) la provisión realizada por TGI en 2010 por COP 139,857 millones para ajustar el valor de sus activos a los resultados de un avalúo técnico que, de acuerdo con las normas colombianas, se debe realizar máximo cada tres años y; (•) la incorporación de los resultados financieros de Cálidda, cuyo control se adquirió a principios de 2011, en los estados operacionales consolidados de EEB.
- ▶ Las reducciones en la Utilidad Neta, el EBITDA consolidado y los dividendos decretados a EEB en 2011 se explican, principalmente, porque Emgesa, Codensa y Gas Natural decretaron dividendos a finales del 2010 con base en un corte anticipado de estados financieros por un valor de COP 455,426 millones. Si se quisiera hacer el ejercicio de normalizar los resultados de EEB, habría que sustraer la cifra anterior en 2010 y agregarla en 2011. Este ejercicio daría como resultado que la Utilidad neta de la compañía habría sido COP 637,518 millones 2010 y COP 760,721 millones en 2011, con un incremento de 19%. EEB espera que el comportamiento de sus resultados financieros se normalice a

partir del primer trimestre de 2012, cuando se empiecen a reflejar en ellos dividendos decretados con base en resultados anuales.

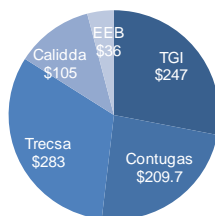
- ▶ Al igual que las compañías mencionadas en el párrafo anterior, **EEB en noviembre de 2010 decretó dividendos con base en un corte anticipado de sus estados financieros** a octubre de ese año por un valor de COP 704,349 millones. Lo anterior explica porque no hubo decreto de dividendos por parte de EEB en 2011. El 14 de marzo de este año la Asamblea de Accionistas de EEB aprobó distribuir utilidades por COP 319,964 millones con base en el ejercicio de 2011, lo que equivale a un dividendo de COP 34.85 por acción. Por decisión de la Asamblea, el pago del dividendo se hará en una sola cuota el 26 de junio del año en curso.
- ▶ El 2 de marzo de 2011, **se cerró el proceso de capitalización de TGI con la inyección de USD 400 millones por parte de Citi Venture Capital International - CVCI -**. Gracias a lo anterior, esta compañía adquirió el 31.9% de la propiedad de TGI. La totalidad de los recursos inyectados se han venido y continuarán destinándose a financiar el plan de expansión de TGI.
- ▶ El 7 de abril de 2011 **se reembolsó a los accionistas de EEB recursos originados en una reducción del capital suscrito y pagado de la compañía**. Esta reducción fue aprobada el 20 de julio de 2010 por la Asamblea de Accionistas. El reembolso fue de COP 204,721 millones e implicó una disminución del valor nominal de la acción de COP 7,744.03 a COP 5,360.00 -este valor se modificó posteriormente a través de un “split”, como se explica más adelante-. Los fondos de esta operación provinieron, en su totalidad, de los dineros recibidos en mayo de 2010 de una reducción de capital de Emgesa por COP 229,000 millones.
- ▶ Buscando mejorar la liquidez del título, el 30 de marzo de 2011 la Asamblea de Accionistas de EEB decidió dividir cada acción de la compañía en cien acciones -“split”-. El “split” se hizo efectivo en el precio de negociación de la Bolsa de Valores de Colombia el 20 de junio de 2011.
- ▶ El pasado 9 de noviembre EEB cerró un proceso de **emisión de acciones en el mercado colombiano**. A través de esta operación, **la compañía se capitalizó en cerca de USD 400 millones**. Estos recursos han sido utilizados en su totalidad para financiar el plan de expansión. Además de la consecución de recursos, logró incrementar su base de accionistas y la liquidez del título en el mercado secundario, además de mejorar su calificación crediticia - grado de inversión por parte de Moody’s.
- ▶ El 10 de noviembre **EEB cerró su proceso de emisión de bonos en el mercado de capitales internacional -144A Reg S-**. **Se emitieron notas por un valor de USD 610 millones -6.125%, 2021-**, recursos que fueron usados, en su totalidad, para recomprar la emisión de bonos de 2007 -8.75%, 2014-. La operación permite que EEB obtenga ahorros de aprox. USD 16 millones al año y amplíe en más de 7 años el vencimiento de su principal obligación crediticia.
- ▶ **Moody’s otorgó grado de inversión Baa3 a las notas emitidas por EEB en noviembre de 2011**. Destacó la agencia de calificación las fortalezas de la compañía derivadas de su exposición a negocios regulados a través de compañías controladas y la estabilidad de los dividendos provenientes de las compañías en donde no tiene control operativo.
- ▶ El 6 de diciembre de 2011, **EEB y TGI cerraron la renegociación de las condiciones del crédito inter compañía otorgado por EEB - USD 370 millones -**. Las nuevas condiciones son iguales a las del bono emitido por EEB en noviembre del año pasado -6.125%; 2022-.
- ▶ El jueves 15 de marzo de 2012 **TGI realizó una emisión de bonos internacionales por USD 750 millones**, cuya demanda superó en más de 6 veces el monto inicial ofrecido. Los títulos fueron colocados a 10 de años -2022- y a una tasa de 5.7% anual. Los recursos obtenidos serán utilizados en su totalidad para recomprar unos bonos emitidos en 2007 con vencimiento en 2017. Esta sustitución le permitirá un ahorro anual en gastos financieros a TGI por USD 28.5 millones.
- ▶ Durante los tres primeros meses de 2012, **EEB resultó adjudicataria de tres subastas para construir igual número de subestaciones eléctricas y sus líneas de transmisión asociadas en Colombia**. Se trata de las subestaciones Armenia, Alférez y Quimbo. La compañía estima que el valor total de estos proyectos será cercano a USD 140 millones.

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

Proyecto / Cía.	País	Sector	Inversión Usd Millones	Estado	En operación:
Cusiana II - TGI	Colombia	T GN	252	En construcción	2T 12
La Sabana - TGI	Colombia	T GN	57	En planificación	3T 13
ICA Perú - ConTUGas	Perú	T + D GN	326	En construcción	3T 13
Lima - Cálidda - Ampliación Red	Perú	D GN	538	En construcción	2016
Guatemala - TRECSA	Guatemala	T E	376	En construcción	4T 13
Reactores - EEB	Colombia	T E	7	En construcción	1T 12
Subestaciones	Colombia	T E	140	En planificación	13-14

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

Inversiones 2012 - Grupo Energía de Bogotá
USD 868.7 mm



- ▶ Cusiana Fase II; TGI; 68% EEB / 32% CVCI
 - El proyecto presentó una ejecución del 77.63% al finalizar el 2011. La demora en el ingreso en operación se debe, principalmente, a que el invierno no permitió el acceso a algunos frentes de trabajo y, en algunos casos aislados, a protestas de las comunidades. En lo fundamental, los obstáculos ya fueron superados.
 - El impacto económico de la demora es la postergación de los ingresos derivados de los contratos relacionados con la ampliación. La compañía considera que el proyecto entrará en operación antes de finalizar el 2T 12.
- ▶ La Sabana; TGI; 68% EEB / 32% CVCI
 - Se trata de una nueva ampliación aprobada recientemente por la Junta Directiva de TGI.
 - Es una estación compresora que aumentaría la capacidad de transporte para Bogotá de 140 mm pcd a 200 mm pcd.
 - La compañía culminó los análisis preliminares y firmó, a finales de diciembre de 2011, la promesa de compra-venta del terreno en donde estará localizada la estación. En los próximos meses se espera avanzar en diferentes contrataciones que incluyen la ingeniería conceptual, los estudios de impacto ambiental, los servicios de construcción bajo la modalidad llave en mano -EPC- y la interventoría.
- ▶ ICA - ConTUGas; 75% EEB / 25% TGI
 - La empresa culminó el proceso de contratación de la tubería y de las obras civiles para la construcción bajo la modalidad EPC. Se cuenta con el Estudio de Impacto Ambiental aprobado por el gobierno peruano, el contrato de suministro con el productor de gas natural y los contratos de transporte. Continúan las negociaciones de los contratos comerciales con los clientes finales.
 - El plan financiero del proyecto incluye un aporte de capital de un 30% por parte de los socios y un 70% de deuda. Del 30% de aportes de capital que representan aproximadamente USD 98 millones, los socios ya aportaron USD 87 mm. La deuda se planea fondear en el mercado bancario peruano y a través de créditos con multilaterales

- Las inversiones en el proyecto al 4T11 suman USD 17,6 mm y durante el 2012 se planea invertir USD 209.7mm.
- ▶ Lima - Cálidda; 60% EEB / 40% Promigas
 - En 2011 Cálidda invirtió en su plan de expansión USD 83.9 millones e incrementó el número de clientes conectados a su red en 105%. La compañía tiene presupuestado invertir en 2012 cerca de USD 105 millones con el objeto de terminar el año con 115,000 clientes conectados a su red. Para 2016 se espera aumentar la capacidad de distribución de 255 mmpcd a 420 mmpcd y de esta manera poder atender 455.000 clientes.
 - El gobierno peruano anunció recientemente que estudia la posibilidad de implementar un subsidio para nuevas conexiones y conversiones vehiculares.
- ▶ Guatemala - TRECSA; 98% EEB / EDEMTEC 2%
 - Al finalizar 2011 el proyecto presentó una ejecución del 48.18% y se espera que al finalizar 2012 el avance sea del 60%
 - El proceso de consecución de servidumbres, una de las rutas críticas del proyecto, finalizó 2011 con un avance del 39%. La compañía espera que en abril de este año estén constituidas el 50% de las servidumbres.
 - En relación con los procesos de autorizaciones: (•) la compañía cuenta con 6 de las 10 autorizaciones ambientales; (•) se espera que el Instituto Nacional de Bosques (INAB) apruebe a comienzos de 2012 las autorizaciones correspondientes, (•) se han obtenido un total de 31 avales municipales de los 61 que se requieren y, (•) ya se cuenta con la certificación que se requiere para la obtención de la licencia de transportista.
 - En relación con el proceso de construcción: (•) se tienen listos 67 sitios para iniciar obras civiles, (•) se inició la construcción de 6 de las 12 subestaciones nuevas del proyecto y, (•) la compañía cuenta con el 90% de los cables y con la totalidad de las estructuras metálicas.
- ▶ Reactores – EEB; 100% EEB
 - Al finalizar el 2011, el proyecto tenía un avance del 86% vrs. una programación del 87%. El año pasado culminaron las obras civiles y se inició el montaje de equipos.

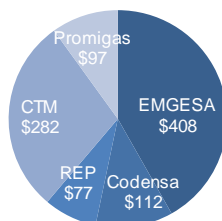
Tabla No 5 - Indicadores financieros de las inversiones sin control - F 11

	COP Millones				USD millones	
	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas	REP	CTM
Ingresos operacionales	1,899,062	2,986,153	1,101,644	1,332,669	143.4	231.1
Utilidad operacional	1,104,703	798,676	336,573	263,401	33.1	24.9
EBITDA UDM	1,256,231	976,001	448,024	367,813	63.3	28.3
Utilidad neta	667,755	457,664	254,023	186,508	16.9	17.6
Dividendos y reservas decretados a EEB	80,537	237,172	17,594	33,134	0	0
Reducciones de capital decretadas a EEB	0	0	0	0	0	0

Tabla No 6 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control

Proyecto	Empresa	Sector se ha aprobado	País	Inversión USD millones	En operación
Quimbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	837	14
Subestaciones	Codensa	D electricidad	Colombia	68	11-12
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	128	12
Ampliaciones concesión y nuevas	CTM	T electricidad	Perú	748	11 - 13
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	192	14

**Inversiones 2012 – Inversiones sin control
USD 976 mm**




- ▶ El Quimbo; 51,5% EEB / 48,5% Endesa.
 - El proyecto inició construcción el 24 de febrero de 2011 y al finalizar el mismo año su porcentaje de avance fue del 16.8%.
 - El 3 de marzo de 2012 se desvió el cauce del río Magdalena, obra necesaria para construir la presa de la hidroeléctrica. Este es un hito de la mayor importancia para lograr cumplir con el cronograma del proyecto.
 - En enero de 2011, Emgesa realizó la primera emisión colombiana de bonos globales por COP 736 mil millones. Estos recursos cubren las necesidades financieras del proyecto hasta mediados 2012. Después de la emisión se mantuvo el bajo nivel de apalancamiento de la compañía -1.3x al finalizar el 2011-, lo que brinda espacio para obtener los recursos adicionales requeridos.
- ▶ Subestaciones de Codensa; 51,5% EEB / 48,5% Endesa.
 - En 2011 entró en operación una de las subestaciones en construcción -La Florida-, destinada a atender la demanda del aeropuerto de Bogotá y sus alrededores.
 - El año pasado se inició la construcción de la subestación Nueva Esperanza y se ampliaron las subestaciones de Torca y Noroeste.
- ▶ Ampliaciones concesión de REP; ISA 60% / EEB 40%.
 - El año pasado REP culminó 3 ampliaciones a su concesión, con una inversión cercana de los USD 68 millones.
- ▶ Ampliaciones y nuevas concesiones CTM; ISA 60% / EEB 40%.
 - Por su parte CTM puso en operación dos proyectos - Centro 1 e Ica Independencia - y culminó una ampliación a la concesión original. El total de la inversión en 2011 fue de USD 263 millones.
- ▶ Ampliaciones sistema de Promigas:
 - El año pasado Promigas ejecutó inversiones por cerca de USD 20 millones para aumentar la capacidad de compresión y para la construcción de algunas variantes.

[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías con control

Tabla No 7 - Indicadores Transmisión EEB

	F 11	F 10	Var %
 Utilidad operacional - COP millones	49,662	49,001	1.3
EBITDA 4T - COP millones	14,146	16,094	-12.1
EBITDA UDM- COP millones	64,291	63,191	1.7
Inversiones - Millones COP	9,255	4,994	85.3
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.97	99.86	0.1
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.0021	0.0012	75.0
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	100	100	0.0

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

Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4) 8.02 7.92 1.3
Ir a pies de pagina en anexo 6

- ▶ El incremento en los niveles de inversión es consecuencia de la ejecución del proyecto de Reactores y la preparación de ofertas para nuevos proyectos.
- ▶ El incremento del indicador de compensaciones se debe a los daños ocurridos en la subestación Noroeste en mayo de 2011. Sin embargo el valor de las compensaciones significó sólo un 2% sobre el total de los ingresos operacionales.

Tabla No 8 - Indicadores seleccionados EEC - Controlada por DECSA

	F 11	F 10	Var %
No de clientes	248,043	239,077	3.8
Ingresos operacionales - COP Millones	262,527	279,310	-6
Utilidad operacional - COP Millones	45,505	33,790	34.7
EBITDA UDM - COP Millones	52,980	43,901	20.7
Utilidad neta - COP Millones	30,678	43,723	-29.8
Dividendos y reservas decretados a EEB	0	10,522	-100
Pérdidas - % (1)	12.53	13.27	-5

Ir a pies de pagina en anexo 6


- ▶ La disminución en los Ingresos operacionales refleja: (•) la decisión de la compañía de dejar de atender clientes no regulados de bajo margen operacional y; (•) la ola invernal que redujo el número de turistas que visitan la zona de operaciones de la compañía, y por ende la demanda de electricidad.
- ▶ A pesar de la caída de los ingresos operacionales, se observa un aumento significativo en la Utilidad operacional lo cual refleja: (•) la eliminación de clientes de bajo margen operacional y; (•) la mejora en los resultados operativos y administrativos de la compañía dado los ajustes que adelanta la nueva administración.
- ▶ La reducción en la Utilidad neta se explica, principalmente, porque en 2010 se realizaron reversiones de algunas provisiones que se habían realizado en 2009, año de la toma de control, como medida preventiva.

Tabla No 9 - Indicadores seleccionados de TGI

	F 11	F 10	Var %
Ingresos operacionales - COP Millones	626,838	559,414	12.1
Utilidad operacional - COP Millones	357,059	193,544	84.5
EBITDA 4T - COP Millones	120,045	117,715	2.0
EBITDA UDM - COP Millones	481,570	430,014	12
Utilidad neta - COP Millones	25,614	69,831	-63.3
Volumen transportado - Mmpcd	420	422	-0.5
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	560	485	15.5
Calificación crediticia internacional			
S&P - Marzo 12: BB; positiva			
Fitch - Nov 11: BB+; estable			
Moody's - Marzo 12: Baa3; estable			

- ▶ El fuerte incremento de la Utilidad operacional y el EBITDA UDM se explica por: (•) el aumento de los Ingresos operacionales por la mayor capacidad contratada de la compañía –ingreso en operación de la expansión de Cusiana Fase I- y, (•) la provisión realizada en 2010 por COP 139,857 millones para ajustar el valor de los activos de la compañía a los resultados de un avalúo técnico que, de acuerdo con las normas colombianas, se debe realizar máximo cada tres años.
- ▶ La reducción de la Utilidad neta se explica, principalmente, por los menores resultados no operacionales debido al impacto de la devaluación del peso en la cuenta diferencia en cambio –efecto contable y no de caja-, que es la que registra el valor en pesos de la deuda contratada en moneda extranjera. Esta última representa el 100% de la deuda financiera de la compañía.

Tabla No 10 - Indicadores seleccionados de Cálidda

	F 11	F 10	Var %
 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ			
No de clientes	63,602	30,794	105.4
Ingresos operacionales - COP Millones	224,149	157,813	42.0
Utilidad operacional - COP Millones	45,262	20,743	118.2
EBITDA UDM - COP Millones	59,368	29,350	102.3
Utilidad operacional - COP Millones	45,262	20,743	118.2
Utilidad neta - COP Millones	25,809	9,533	170.7

- ▶ Al finalizar el 2011, la compañía reportó avances significativos en su plan de expansión con la incorporación de cerca de 30,000 nuevos clientes a su red de distribución. El objetivo de la compañía es que antes del 2016, estén conectados a su red 450,000 clientes. Cálidda espera finalizar el 2012 con 105,000 clientes en su portafolio.
- ▶ El alto crecimiento en el número de clientes impactó positivamente todos los resultados de la compañía.

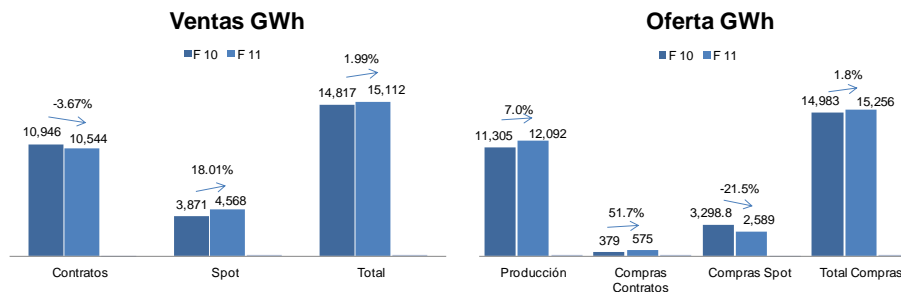
[Regresar al índice](#)

Desempeño compañías sin control

Tabla No 11 - Panorámica de Emgesa

emgesa

Capacidad instalada F 11 - MW	34,551
Composición de la capacidad	10 Hidros y 2 térmicas
Generación 11 - Gwh	12,092
Ventas 11 - Gwh	15,112
Ingresos operacionales 11 - COP Millones	1,899,158
EBITDA UDM F11 - COP Millones	1,256,231
Control	Endesa de España
Participación de EEB	51.5% - 37.4% ordinarias; 14.1% preferenciales sin derecho a voto-



- ▶ La disipación de El Niño permitió la recuperación de los embalses, el incremento en la producción y la reducción de las compras en el mercado spot.
- ▶ La mayor oferta de energía y la consecuente presión sobre los precios explica la caída en las ventas a través de contratos y las mayores ventas a través del mercado spot.

Tabla No 12 - Inversiones

	F 11	F 10	Var %
Millones COP	290,407	117,395	147
Millones USD	149.5	59.0	153

- ▶ El dinámico crecimiento de las inversiones refleja los avances en el proyecto El Quimbo.
- ▶ Adicionalmente, el año pasado se ejecutaron programas de mantenimiento en las plantas de Paraíso - Guaca y en una unidad de Termozipa.

Tabla No 13 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			USD Millones	
	F 11	F 10	Var %	F 11	F 10
Ingresos operacionales	1,899,158	1,886,779	0.65	977.5	985.7
Costo de ventas	-765,450	-894,261	-14,5	-394	-467.2
Gastos administrativos	-29,210	-21,790	34.6	-15	-11.3
Utilidad operacional	1,104,497	970,728	13.8	568.5	507.1
EBITDA UDM	1,256,231	1,112,629	12.9	646.6	581.3
Utilidad neta	667,755	571,977	16.7	343.7	298.8
Dividendos y reservas decretados a EEB	80,537	251,770	-68	41.5	131.5
Reducciones de capital a EEB	0	229,120	-100	0	131.5
Deuda neta (1) / EBITDA	1.34	1.32	2	1.34	1.32
EBITDA / Intereses (2)	8.7	8.5	2.4	8.7	8.5

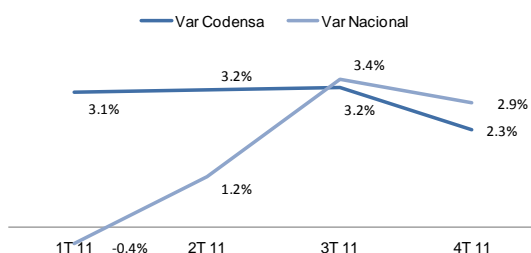
Ir a pies de pagina en anexo 6

- ▶ A pesar de la estabilidad de los ingresos operacionales, la Utilidad operacional, el EBITDA y la Utilidad neta crecen con fortaleza. La estabilidad de los ingresos operacionales en un contexto de mayor producción, se debe a los menores precios de la energía en el mercado como consecuencia de las fuertes lluvias. A pesar de lo anterior, el costo de ventas cae con fortaleza gracias a que la recuperación de los embalses redujo la necesidad de recurrir al mercado spot para comprar energía y disminuyó la generación térmica de la compañía.
- ▶ Los menores dividendos decretados a EEB se explican porque a finales de 2010 la compañía decretó dividendos con base un corte anticipado de estados financieros - enero a septiembre -. De esta manera, los dividendos decretados en 2011 corresponden al período octubre a diciembre de 2010.
- ▶ La Asamblea de Accionistas, en su reunión del 21 de marzo de 2012, decidió distribuir utilidades por COP 667,755 millones correspondientes al ejercicio de 2011. A EEB le corresponden COP 343,893 millones que serán pagados en cuatro cuotas -25/04/12, 26/06/12, 15/11/12 y 17/01/13-.

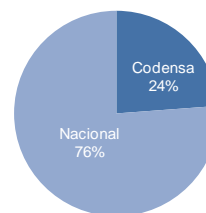
Tabla No 14 - Panorámica de Codensa

CODENSA	
Numero de clientes F 11	2,495,789
Participación de mercado F 11 - %	23.81
Demanda Codensa F 11 - Gwh	13,612
Var % demanda al Codensa 11 / 10	2.93%
Ingresos operacionales F 11 - COP Millones	2,986,153
EBITDA UDM F 11 - COP Millones	976,680
Control	Endesa de España
Participación EEB	51.5% -36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto-

Variación demanda - trimestre año anterior



Composición de la demanda Nacional vs. Codensa



- ▶ En 2011 el crecimiento de la demanda de Codensa superó el crecimiento nacional debido, principalmente, al aumento de la producción industrial. Codensa atiende la región con mayor actividad económica en Colombia.

Tabla No 15 – Inversiones

	F 11	F 10	Var %
Millones COP	306,246	299,282	2.33
Millones USD	157.6	156.4	0.77

- ▶ Las inversiones de Codensa se concentraron en la construcción y ampliación de subestaciones para atender el aumento orgánico de la demanda de Bogotá, y en el mejoramiento de la calidad del servicio y el control de pérdidas de energía.

Tabla No 16 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa


	COP Millones			USD Millones	
	F 11	F 10	Var %	F 11	F 10
Ingresos operacionales	2,986,153	2,787,215	7.1	1,537.1	1,456.2
Costo de ventas	-2,187,477	-1,989,855	9.9	-1,126.0	-1,039.6
Gastos administrativos	-75,231	-54,943	36.9	-38.7	-28.7
Utilidad operacional	723,445	742,417	-2.6	411.1	387.9
EBITDA UDM	976,680	983,618	-0.7	502.4	513.9
Utilidad neta	457,664	480,353	-4.7	235.6	251.9
Dividendos y reservas decretados a EEB	237,172	443,189	-46.5	122.1	232
Reducciones de capital	0	0	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	0.7	1.0	-30	0.7	1.0
EBITDA / Intereses (2)	11.4	9.9	16.3	11.4	9.9

Ir a pies de pagina en anexo 6

- ▶ Las reducciones en la Utilidad operacional y la Utilidad neta se explican, principalmente, por: (•) mayores costos de la energía comprada. Si bien los precios en el mercado spot han bajado considerablemente, Codensa compra cerca del 90% de la energía a través de contratos a mediano plazo cuya lógica de precios es diferente a la del mercado de contado. Adicionalmente, existe un rezago entre el incremento en el costo de la energía comprada y el precio al consumidor final, razón por la cual el incremento en el costo de ventas es superior al aumento de los ingresos operacionales, (•) mayores costos de mantenimiento en la red de distribución por el impacto de la ola invernal, (•) mayores costos de administración resultado de las negociaciones de la convención colectiva con los trabajadores y, (•) menores dividendos decretados por DECSA.
- ▶ El comportamiento de los dividendos decretados a EEB refleja: (•) La decisión en 2010 de decretar dividendos con base en un corte anticipado de estados financieros – enero a septiembre -. Por esta razón, los dividendos decretados en marzo de 2011 corresponden al período octubre a diciembre del año inmediatamente anterior y, (•) la decisión en 2011 de decretar nuevamente dividendos con base en un corte anticipado de estados financieros de enero a septiembre.
- ▶ La Asamblea de Accionistas, en su reunión del 21 de marzo de 2012, decidió distribuir utilidades por COP 134,346 millones. De este valor, a EEB le corresponden COP 69,188 millones, que corresponden al período octubre – diciembre

por la razón mencionada en el punto anterior. Los dividendos serán pagados en cuatro cuotas -25/04/12, 26/06/12, 15/11/12 y 17/01/13-.

Tabla No 17 - Panorámica de Promigas



No de usuarios F 11	N.D.
Volumen de ventas F 11 - mmpcd	345.2
Participación de mercado F 11 - %	21
Red F 11 – km	2,818
Ingresos operacionales F 11 – COP Millones	1,332,669
EBITDA UDM F11 - COP Millones	367,813
Control	PH LTD, P LTD, PI LTD
Participación de EEB - %	15.64

Tabla No 18 - Inversiones

	F 11	F 10	Var %
COP Millones	45,685	23,483	94%
USD Millones	23,516	12,088	91%

- Las inversiones el año pasado se orientaron a la adecuación de gasoductos y la ampliación de la estación compresora Palomino, para mejorar la confiabilidad del sistema. En Palomino se instaló un compresor de respaldo.

Tabla No 19 - Indicadores financieros consolidados de Promigas

	COP Millones			USD Millones	
	F11	F 10	Var %	F 11	F 10
Ingresos operacionales	1,332,669	1,483,027	-10.1	685,988	774.8
Costo de ventas	-898,690	-996,999	-9.9	-462,598	520.9
Gastos administrativos	170,578	196,346	-13.1	87,805	102.6
Utilidad operacional	263,401	289,682	-9.1	135,585	151.4
EBITDA UDM	367,813	399,078	-7.8	189,331	208.5
Utilidad neta	186,507	265,075	-29.6	96,005	138.5
Dividendos y reservas decretados a EEB	33,134	0		17,056	0
Reducciones de capital a EEB	0	0		0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	4.62	3.27	41.3	4.62	3.27
EBITDA / Intereses (2)	3.90	3.65	6.8	3.90	3.65

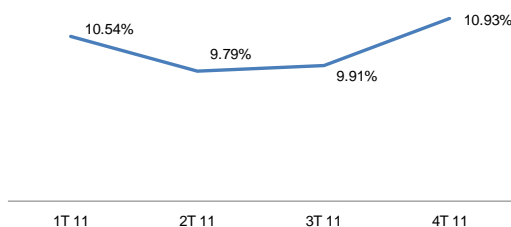
Pies de página en anexo 6

- Los Ingresos operacionales disminuyeron por el menor volumen transportado debido a que el Fenómeno de La Niña – período de alta lluvias- redujo la demanda de gas del sector térmico.
- Adicionalmente, los estados financieros de la compañía están afectados por la exclusión de Cálidda como subordinada.
- La Asamblea de Accionistas, en su reunión del 13 de marzo, decidió distribuir utilidades por COP 186,507 millones. De este valor, a EEB le corresponden COP 29 mil millones. Los dividendos serán pagados en doce cuotas mensuales a partir de abril de 2012.

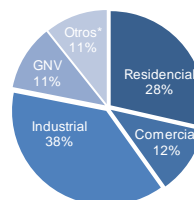
Tabla No 20 - Panorámica de Gas Natural

gasNatural fenosa	
No de clientes F 11	1,766,962
Volumen de ventas F 11 - mmpcd	138.5
Participación de mercado F 11 - %	38
Red F 11 – km	12,518
Ingresos operacionales F 11 - COP millones	1,101,644
EBITDA UDM F 11 - COP millones	448,024
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Variación demanda - Trimestre año anterior



Ventas al cliente
Total 138.5 mmpcd



* Ventas a otras distribuidoras y acceso de terceros a la red

- El crecimiento de la demanda se dio gracias a (•) la recuperación de la demanda industrial. Es importante anotar que la zona geográfica atendida por la compañía es la de mayor actividad económica en Colombia y, (•) la eliminación de las restricciones temporales en el suministro de gas a la industria y al sector vehicular, impuestas por Minminas para enfrentar el fenómeno de El Niño.

Tabla No 21 – Inversiones

	F 11	F 10	Var %
COP Millones	23,624	18,471	27%
USD Millones	12.2	9.7	25%

- En 2011 se desarrollaron 153 kilómetros de redes de alta y media presión. En lo fundamental, las inversiones realizadas reflejan el crecimiento orgánico de la demanda del mercado bogotano.

Tabla No 22 - Indicadores financieros de Gas Natural

	COP Millones			USD Millones	
	F 11	F 10	Var %	F 11	F 10
Ingresos operacionales	1,101,644	935,623	17.7	567.1	488.8
Costo de ventas	-663,090	-533,243	24.4	-341.3	-278.6
Gastos administrativos	-101,981	-93,724	8.8	-52.5	-49
Utilidad operacional	336,573	308,585	9.1	173.3	161.2
EBITDA UDM	448,024	340,492	31.6	230.6	177.9
Utilidad neta	254,023	259,034	-1.9	130.8	135.3
Dividendos y reservas decretados a EEB	17,594	116,442	-84.9	9.1	60.8
Reducciones de capital a EEB	0	0	-	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	0.25	0.8	-68.7	0.25	0.8
EBITDA / Intereses (2)	29	31.9	-9.1	29.0	31.9

Ir a pies de página en anexo 6

- El crecimiento de los Ingresos operacionales y el Costo de ventas refleja los mayores volúmenes de venta y la mayor tarifa aplicada al mercado regulado producto de la transferencia de mayores costos de suministro de gas.

- ▶ El aumento de los gastos administrativos es consecuencia de un mayor pago por el gravamen a los movimientos financieros.
- ▶ La reducción en los dividendos decretados a EEB refleja el hecho de que a finales de 2010, la compañía decretó dividendos con base un corte anticipado de estados financieros – enero a octubre -. De esta manera, los dividendos decretados en 2011 corresponden al período noviembre – diciembre de 2010.
- ▶ La Asamblea de Accionistas, en su reunión del 30 de marzo de 2012, decidió distribuir utilidades por COP 254 mil millones. De este valor, a EEB le corresponden COP 64 mil millones. Los dividendos serán pagados el 15 de mayo y el 15 de agosto de 2012, en proporciones iguales.

Tabla No 23 - Panorámica de REP CTM

REP Perú CTM Perú

	REP	CTM
Red – km F 11	6,041	1,716
Voltaje – kv F 11	220,138.60	220,138
Control	ISA Colombia	
Participación accionaria de EEB - %	40	

Tabla No 24 - Indicadores financieros seleccionados de REP

REP Perú	USD Millones		
	F 11	F 10	Var %
Ingresos operacionales	143.4	133.6	7.3
Costo de ventas	-91.3	-81.5	12.0
Utilidad operacional	33.1	34.1	-2.9
EBITDA UDM	63.3	59.2	6.8
Utilidad neta	16.9	20.1	-15.9
Dividendos decretados a EEB	0	0	0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	3.3	2.5	32.0
EBITDA / Intereses (2)	5.6	7.6	-26.3

Ir a pies de pagina en anexo 6

- ▶ La menor Utilidad operacional se explica por: (•) mayores provisiones realizadas por la compañía debido a la aplicación de las normas internacionales de contabilidad -IFRS-. En efecto, la norma internacional obliga a que se provisione el valor presente de los costos de mantenimiento y reemplazo previstos durante toda la vida de la concesión -2032- y, (•) nivelaciones salariales para ajustar las condiciones laborales de la compañía al contexto peruano.
- ▶ La Junta de Accionistas del 20 de marzo decidió utilizar las utilidades de 2011 para financiar el plan de expansión.

Tabla No 25 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Millones		
	F 11	F 10	Var %
Ingresos operacionales	231.1	183	26.3
Costo de ventas	-201.4	-161	25.1
Utilidad operacional	24.9	20.6	20.9
EBITDA UDM	28.3	27.1	4.8
Utilidad neta	17.6	15.4	14.3
Dividendos decretados a EEB	0	0	0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0
Deuda neta (1) / EBITDA	5.5	2	175
EBITDA / Intereses (2)	3	3.3	-9.1

Ir a pies de pagina en anexo 6

- ▶ Parte de la explicación del fuerte incremento en los Ingresos operacionales y el costo de ventas se relaciona con la aplicación de las normas internacionales de contabilidad que obligan a registrar en el ingreso y en el costo el valor de

los proyectos en construcción. Además de lo anterior, el año pasado entraron en operación tres proyectos que tuvieron un impacto positivo e importante sobre los Ingresos operacionales.

- ▶ La Utilidad neta crece a un menor ritmo en comparación con la Utilidad operacional por los mayores costos financieros necesarios para financiar los proyectos en construcción y operación.
- ▶ La Junta de Accionistas del 20 de marzo decidió utilizar las utilidades de 2011 para financiar el plan de expansión.

[Regresar al índice](#)

Desempeño financiero de EEB

Tabla No 26 – Resultados financieros consolidados EEB

	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	F 11	F 10		F 11	F 10
Ingresos Operacionales (1)	1,421,664	932,435	52.47	731,798	487,171
Transmisión de electricidad	100,106	93,711	6.82	51,529	48,961
Distribución de Electricidad	262,527	279,310	-6.01	135,135	145,932
Transporte de gas natural	626,838	559,414	12.05	322,663	292,278
Distribución de gas natural	432,193	0	100	222,470	0
Costo de ventas (2)	-704,603	-426,161	65.34	-362,693	-222,657
Transmisión de electricidad	-43,157	-39,094	10.39	-22,215	-20,426
Distribución de Electricidad	-190,698	-199,893	-4.60	-98,161	-104,438
Transporte de gas natural	-208,905	-187,174	11.61	-107,533	-97,793
Distribución de gas natural	-261,843	0	100	-134,783	0
Utilidad bruta	717,061	506,274	41.63	369,105	264,514
Gastos Operacionales	-166,402	-237,986	-30.08	-85,655	-124,341
Transmisión de electricidad (3)	-6,378	-6,117	4.27	-3,283	-3,196
Distribución de Electricidad	-26,120	-55,524	-52.96	-13,445	-29,010
Transporte de gas natural	-39,161	-176,345	-77.79	-20,158	-92,135
Distribución de gas natural	-94,743	0	100	-48,769	0
Utilidad Operacional	550,659	268,288	105.25	283,450	140,173
Dividendos (4)	347,228	1,059,205	-67.22	178,735	553,404
Intereses inversiones temp. y pat. autónomos (5)	51,873	77,302	-32.90	26,701	40,388
Diferencia en cambio neta (6)	-28,172	168,959	-116.67	-14,501	88,276
Valoración neta de coberturas (7)	-66,672	-62,333	6.96	-34,319	-32,567
Otros ingresos (8)	52,640	78,634	-33.06	27,096	41,084
Gastos No operacionales (9)	-160,227	-151,846	5.52	-82,476	-79,335
Gastos financieros	-330,189	-258,799	27.59	-169,964	-135,215
Otros gastos	-7,924	-7,747	2.28	-4,079	-4,048
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	409,216	1,171,663	-65.07	210,643	612,161
Interés minoritario (10)	-46,583	-24,978	86.50	-23,978	-13,050
Impuesto de renta	-57,339	-53,741	6.70	-29,515	-28,078
Utilidad neta	305,294	1,092,944	-72.07	157,149	571,032

- ▶ En orden de importancia las principales razones detrás del fuerte incremento en la Utilidad operacional son: (•) el ingreso de Cusiana Fase I en enero de 2011 y, (•) la consolidación de los resultados de Cálidda, empresa cuyo control fue adquirido por EEB a principios de 2011; (•) la consolidación de Cálidda también explica el incremento en el costo de ventas y los gastos administrativos.
- ▶ Por su parte, la reducción de los Gastos operacionales durante 2011 se explica por la provisión realizada en 2010 en TGI por COP 139,857 millones para ajustar el valor de sus activos a los resultados de un avalúo técnico que, acuerdo a las normas colombianas, se debe realizar máximo cada tres años.
- ▶ Los menores dividendos decretados a EEB en 2011, son el resultado de que Emgesa, Codensa y Gas Natural decretaron dividendos extraordinarios a finales de 2010 con base en cortes de estados financieros intermedios. El impacto de esta decisión se refleja en un mayor valor del rubro de dividendos en 2010 y un menor valor en 2011, y está

cuantificado en COP 455 mil millones. Si se normaliza este efecto, la Utilidad neta de la compañía habría ascendido a COP 637,518 millones y COP 760,721 millones, respectivamente, lo que representa un incremento del 19%.

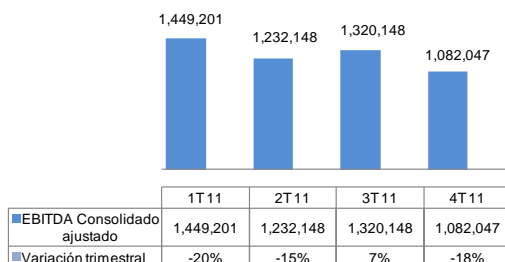
- ▶ El otro rubro que impactó negativamente la Utilidad neta de EEB fue la diferencia en cambio que pasó de un valor positivo e importante en 2010 a un valor marginalmente negativo en 2011. Este comportamiento se explica por el impacto de la devaluación del peso en la valoración contable de la deuda contratada en moneda extranjera, que representa cerca del 90% del total de la deuda financiera consolidada de la compañía. Al respecto, es importante señalar tres cosas: (•) Mientras que en 2010 el peso se revaluó (6%), en 2011 la moneda colombiana se devaluó (2%), (•) es un efecto contable que no impacta la generación de caja de la compañía y, (•) la compañía tiene la política de no distribuir a los accionistas los efectos de los movimientos de esta cuenta. De hecho EEB tiene en sus balances reservas constituidas por este concepto por un valor cercano a los COP 106 mil millones.

Tabla No 27 - Indicadores financieros de EEB

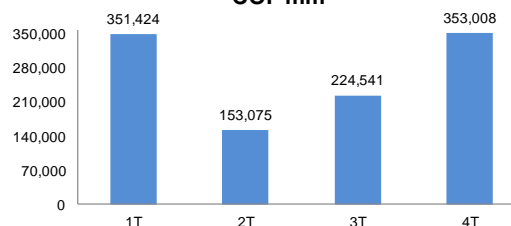
	COP Millones			USD Millones	
	F 11	F 10	Var %	F 11	F 10
EBITDA Consolidado ajustado 4Q 11	353,008	796,818	-55.7	181,710	416,315
EBITDA Consolidado ajustado UDM	1,082,047	1,806,889	-40.9	577	944.0
EBITDA UDM	1,082,047	1,577,769	-31.4	577	824.3
Margen EBITDA Consolidado % (1)	59.3	76.3	-22.3	59.3	76.3
Deuda neta (2) / EBITDA consolidado ajustado UDM	2.42	1.28	89.2	2.42	1.47
OM: < 4.5					
EBITDA consolidado ajustado UDM / Intereses (3)	4.78	10.62	-55.0	4.78	9.27
OM: > 2.25					

Píes de página en anexo 6

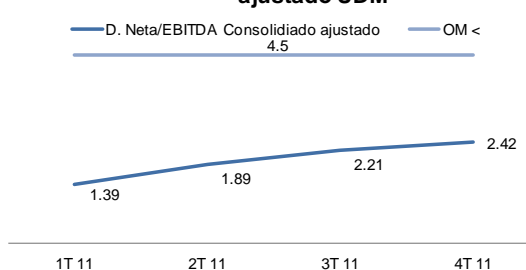
Evolución del EBITDA consolidado ajustado UDM - COP mm



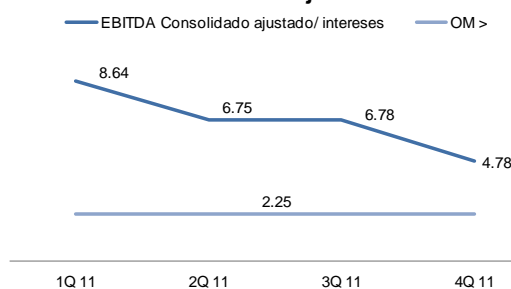
EBITDA consolidado ajustado trimestral COP mm



Deuda Neta/EBITDA Consolidado ajustado UDM



EBITDA Consolidado ajustado/intereses



NOTA: en concordancia con el 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.

- ▶ La reducción del EBITDA Consolidado Ajustado de la compañía se explica porque en los cálculos anteriores se incluyó la reducción de capital de Emgesa y los dividendos extraordinarios decretados en 2010 por Emgesa, Condensa y Gas Natural con base en un corte anticipado de estados financieros. No obstante lo anterior, la contribución del resultado de la actividad operacional al EBITDA Consolidado Ajustado se incrementó en un 105,3% al pasar de COP 268,287 millones en 2010 a COP 550,661 millones en 2011.
- ▶ Adicional al efecto mencionado anteriormente, desde el 1T 11 se observa una tendencia creciente del indicador de apalancamiento debido a: (•) créditos de corto plazo desembolsados a EEB y usados, en su mayoría, para financiar las necesidades temporales como consecuencia de la adquisición del control de Cálidda y Promigas. La mayoría de estos créditos ya fueron cancelados y, (•) la consolidación de la deuda de Cálidda en los estados financieros de la compañía.
- ▶ De igual forma, el decrecimiento del indicador de cobertura de intereses es consecuencia directa del comportamiento del EBITDA Consolidado Ajustado para el período de análisis.

Tabla No 28 - Estructura de la deuda consolidada de EEB

	F 11 COP Millones	Part. %	F 10 COP Millones	Part. %	F 11 USD Millones	F 10 USD Millones
Deuda financiera en COP	213,420	6.0	100,638	3.3	110	53
Deuda financiera en USD	3,161,498	88.5	2,801,083	91.1	1,627	1,463
Operaciones de Cobertura	198,185	5.5	171,847	5.6	102	89,7
Total deuda financiera	3,573,104	100	3,073,568	100	1,839	1,606

- ▶ El endeudamiento consolidado de EEB aumentó un 16.3% en 2011. La mayor parte de este incremento se explica por la consolidación de la deuda financiera de Calidda -USD 109 millones-, compañía cuyo control adquirió EEB a comienzos de 2011. La devaluación del peso el año pasado contribuyó en menor medida al incremento del valor de la deuda.
- ▶ El incremento de la deuda en USD se explica también por la consolidación de la deuda de Cálidda.

[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:
 - 4T 11: 1,942.70 COP/USD
 - 4T 10: 1,913.98 COP/USD
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe

- ▶ 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; 4T) 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 período 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.

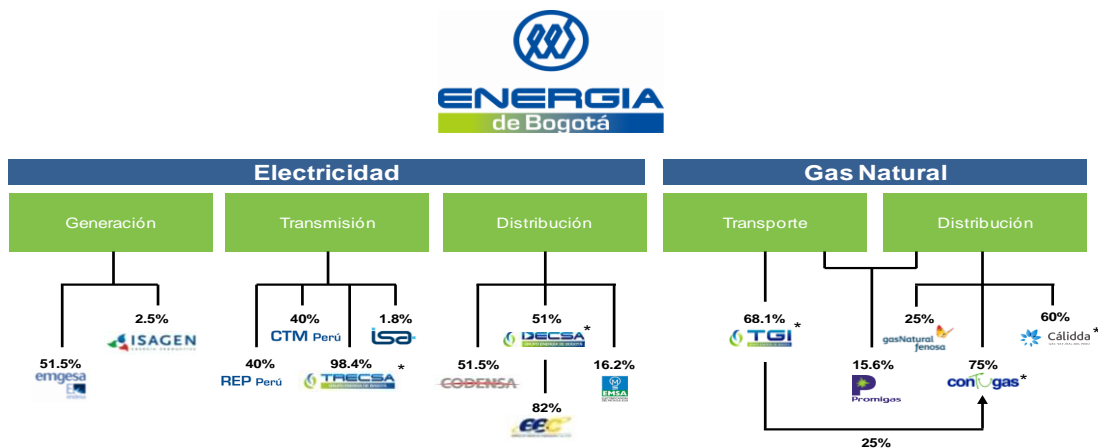
[Regresar al índice](#)

Anexo 2: Estados financieros consolidados de EEB e individuales auditados:
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=6276>

[Regresar al índice](#)

Anexo 3: Panorámica de EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1886 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 tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ 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.
- ▶ El Grupo EEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el mercado 144^a por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs. Desde 2009, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia



[Regresar al índice](#)

Anexo 4: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 10⁹
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos,
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania,
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro,
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural,
- ▶ 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](#)

Anexo 5: Desagregación del EBITDA consolidado ajustado

EBITDA UDM	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	F 11	F 10		F 11	F 10
Ingresos Operacionales	1,421,664	932,435	52.5	731	487
Costos Operacionales	-704,602	-426,160	65.3	-362	227
Gastos Operacionales	-166,401	-237,985	-30.1	-85	124
Depreciación operacional	100,961	49,617	103	52	25
Amortización operacional	49,893	50,799	-2	25	26
Impuestos operacionales	32,344	1,412	2183	16	0,7
Dividendos e intereses ganados	404,030	1,136,506	-65	210	606
Intereses patrimonio autónomo	-11,766	-16,441	-28	-6	-8
Gastos administración	-160,227	-151,846	6	-82	-79
Pensiones jubilación	32,685	26,145	25	16	13
Amortizaciones	7,499	11,512	-35	3	6
Depreciaciones	1,317	1,428	-8	0,6	0,7
Provisiones	16,117	170,494	-91	8	89
Impuestos	58,645	29,851	96	30	15
Reducciones de capital	0	229,120	-100	0	119
EBITDA Consolidado Ajustado	1,082,047	1,806,120	-40	557	944

EBITDA trimestral	COP Millones		Variación %	USD Millones	
	4T 11	4T 10		4T 11	4T 10
Utilidad operacional	149,471	-49,010	-405	76,940	-25,606
Depreciación operacional	28,410	12,421	129	14,624	6,489
Amortización operacional	13,127	12,921	2	6,757	6,751
Impuestos operacionales	4,030	226	1685	2,075	0,118
Dividendos e intereses ganados	179,656	476,454	-62	92,477	248,933
Intereses patrimonio autónomo	-3,894	-2,937	33	-2,004	-1,535
Gastos administración	-67,100	-61,850	8	-34,539	-32,315
Pensiones jubilación	7,755	7,227	7	3,992	3,776
Amortizaciones	1,935	6,756	-71	0,996	3,530
Depreciaciones	495	859	-42	0,255	0,449
Provisiones	7,076	147,051	-95	3,643	76,830
Impuestos	32,045	17,581	82	16,495	9,185
Reducciones de Capital		229,120	-100	0	119,709
EBITDA Consolidado Ajustado	353,008	796,818	-56	181,710	416,315

[Regresar al índice](#)

Anexo 6: 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) % de pérdidas de energía.

[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) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte y distribución de gas natural de TGI y Cálidda, respectivamente. También incluye los servicios de distribución de energía que Decsa consolida por su participación en EEC.
- (2) Corresponde al costo de ventas por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte y distribución de gas natural de TGI y Cálidda, respectivamente. También incluye los servicios de distribución de energía que Decsa consolida por su participación en EEC. Incluye además los gastos de personal, materiales, costos de operación y mantenimiento, depreciación, amortización y seguros relacionados con dichas actividades.
- (3) La actividad de transmisión es operada directamente por EEB. Se asignan gastos administrativos por el sistema ABC.
- (4) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas.
- (5) Corresponde a los intereses por inversiones temporales e ingresos financieros que generan los patrimonios autónomos de pensiones.
- (6) Es 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.
- (7) Refleja la valoración de las coberturas contratadas por EEB y TGI para reducir el riesgo cambiario.
- (8) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.
- (9) Son los gastos que no están relacionados con las actividades operacionales
- (10) Corresponde a la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios en 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](#)