

***Empresa de Energía de Bogotá
S.A. E.S.P. y sus Filiales***

***Estados Financieros Consolidados por los
años terminados el 31 de diciembre de 2012 y
2011 e Informe del Revisor Fiscal.***

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.:

He auditado los balances generales consolidados de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación de los estados financieros, libres de errores significativos, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; así como efectuar las estimaciones contables que resulten razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2012 y 2011, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.



ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
T.P. 151.060- T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.

21 de febrero de 2013.

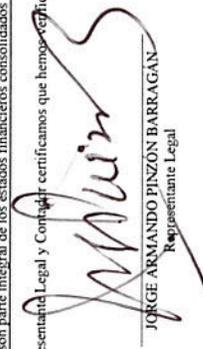
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

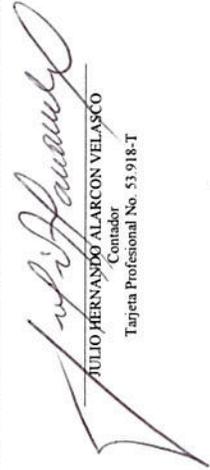
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(En millones de pesos colombianos).

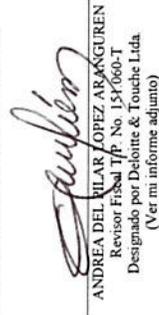
ACTIVOS	2012	2011	PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2012	2011
ACTIVO CORRIENTE:			PASIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	\$ 404.512	\$ 786.870	Obligaciones financieras (Nota 13)	\$ 259.393	\$ 287.809
Inversiones temporales (Nota 5)	259.406	166.389	Cuentas por pagar (Nota 15)	290.553	220.656
Deudores (Nota 6)	577.582	508.762	Obligaciones laborales	22.762	19.233
Inventarios (Nota 7)	212.426	103.783	Recaudos a favor de terceros (Nota 17)	13.086	11.580
Gastos pagados por anticipado	3.778	6.797	Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	50.528	45.586
Otros activos (Nota 10)	940	905	Pensiones de jubilación (Nota 19)	32.639	32.536
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	4.256	4.256
			Otros pasivos (Nota 20)	502	373
Total activo corriente	1.458.644	1.573.506			
			Total pasivo corriente	673.719	622.029
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	99.125	122.814	PASIVOS A LARGO PLAZO:		
			Obligaciones financieras (Nota 13)	2.944.596	3.087.110
			Operaciones de cobertura (Nota 14)	240.013	198.185
			Cuentas por pagar (Nota 15)	70.255	75.313
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	3.493.970	3.268.001	Pensiones de jubilación (Nota 19)	272.213	282.029
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	31.263	35.783
			Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	85.333	96.096
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.767.332	2.066.221	Otros pasivos (Nota 20)	175.333	178.186
			Total pasivo a largo plazo	3.819.006	3.952.702
INTANGIBLES, Neto (Nota 11)	2.391.894	1.737.229			
			Total pasivos	4.492.725	4.574.731
DEPOSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 10)	193.855	201.147	INTERES MINORITARIO	1.202.345	1.068.188
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 10)	339.593	372.462	PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 22)		
			Capital	492.111	492.111
			Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
			Reservas	1.718.207	1.732.877
			Resultado neto del periodo	690.701	305.294
			Superávit donado	6.655	6.655
			Superávit por valorizaciones	4.306.279	4.021.451
			Superávit método de participación	407.341	382.197
			Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
VALORIZACIONES (Nota 12)	4.945.317	4.615.490	Total patrimonio de los accionistas	8.994.660	8.313.951
Total activos	\$ 14.689.730	\$ 13.956.870	Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 14.689.730	\$ 13.956.870
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	\$ 2.309.805	\$ 3.409.981	CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	\$ 2.309.805	\$ 3.409.981

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

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


JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGAN
 Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
 Contador
 Tarjeta Profesional No. 53.918-T


ANDREEA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
 Revisor Fiscal TP No. 1517660-T
 Designado por Deloitte & Touche Ltda.
 (Ver mi informe adjunto)

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

**ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011**

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

	2012	2011
INGRESOS OPERACIONALES:		
Transmisión de energía	\$ 102.685	\$ 99.294
Distribución de energía	283.813	262.527
Transporte de gas natural	702.309	626.838
Distribución de gas natural	<u>494.094</u>	<u>432.193</u>
	<u>1.582.901</u>	<u>1.420.852</u>
OTROS INGRESOS (Nota 24)		
Transmisión de energía	<u>2.204</u>	<u>812</u>
COSTOS DE VENTAS (Nota 23):		
Transmisión de energía	(45.422)	(43.157)
Distribución de energía	(201.249)	(190.698)
Transporte de gas natural	(252.521)	(208.905)
Distribución de gas natural	<u>(324.488)</u>	<u>(275.981)</u>
	<u>(823.680)</u>	<u>(718.741)</u>
Utilidad bruta	<u>761.425</u>	<u>702.923</u>
GASTOS OPERACIONALES		
Transmisión de energía	(7.455)	(6.378)
Distribución de energía	(39.607)	(26.120)
Transporte de gas natural	(52.209)	(39.161)
Distribución de gas natural	<u>(103.636)</u>	<u>(80.605)</u>
	<u>(202.907)</u>	<u>(152.264)</u>
Utilidad operacional	<u>558.518</u>	<u>550.659</u>
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 27)	591.465	408.959
Diferencia en cambio	219.365	(28.172)
Gastos no operacionales (Nota 25)	(146.716)	(139.282)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 26)	(21.839)	(20.945)
Gastos financieros (Nota 28)	(381.041)	(401.790)
Otros gastos	(11.234)	(7.924)
Otros ingresos (Nota 24)	<u>73.172</u>	<u>47.711</u>
	<u>323.172</u>	<u>(141.443)</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	<u>881.690</u>	<u>409.216</u>
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 21)	<u>(74.432)</u>	<u>(57.339)</u>
Utilidad antes de interés minoritario	<u>807.258</u>	<u>351.877</u>
INTERÉS MINORITARIO	<u>(116.557)</u>	<u>(46.583)</u>
RESULTADO NETO DEL PERÍODO	<u>\$ 690.701</u>	<u>\$ 305.294</u>
NÚMERO DE ACCIONES	<u>9.181.177.017</u>	<u>9.181.177.017</u>
RESULTADO NETO POR ACCIÓN	<u>\$ 75,23</u>	<u>\$ 33,25</u>

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

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

JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LÓPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal T.P. No. 151.060-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

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

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(En millones de pesos colombianos)

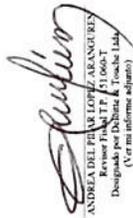
	Reservas										Total patrimonio de los accionistas				
	Capital	Prima en colocación de acciones	Legal	Pago rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2136/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Resultado neto del periodo	Resultados de ejercicios anteriores		Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	664.993	97.412	332.495	125.696	680.923	17.055	574.347	1.730.516	2.361	-	6.655	3.755.261	317.994	535.567	7.110.759
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reducción de capital	(204.721)	-	-	-	1.326	1.035	-	2.361	(2.361)	-	-	-	-	-	(204.721)
Emisión de acciones	31.839	740.387	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	772.226
Actualizaciones valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	266.190	-	-	266.190
Superávit método de participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.203	-	64.203
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	305.294	305.294	-	-	-	-	-	305.294
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	492.111	837.799	332.495	125.696	682.249	18.090	574.347	1.732.877	305.294	-	6.655	4.021.451	382.197	535.567	8.313.951
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Liberación de reservas	-	-	-	-	65.371	6.363	19.015	90.749	(105.294)	214.545	-	-	-	-	-
Actualizaciones valorizaciones	-	-	-	-	-	-	(105.419)	(105.419)	-	105.419	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.828	25.144	-	309.972
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	600.701	600.701	(319.964)	-	-	-	-	(319.964)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	492.111	837.799	332.495	125.696	747.620	24.453	487.943	1.718.207	600.701	-	6.655	4.306.279	407.341	535.567	8.994.660

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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


JORGE ARMAHJO PINZON BARRAGAN
Representante legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELAS CO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T


ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGURES
Revisor Fiscal TTE 11.066-T
Designada por el Consejo de Vigilancia
(Ver en informe adjunto)

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

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 y 2011
(En millones de pesos colombianos).

	2012	2011
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Resultado neto del periodo	\$ 690.701	\$ 305.294
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	225.571	159.669
Diferencia en cambio	(194.765)	27.600
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(18.191)	(11.766)
Recuperaciones y provisiones	(3.557)	(18.862)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(14.336)	(6.745)
(Utilidad) Pérdida en venta de activos fijos	(2.149)	117
Impuesto diferido	6.485	10.701
Amortización impuesto al patrimonio	38.047	38.456
Pérdida en valoración operaciones de cobertura	56.733	26.338
Interés minoritario	116.557	46.583
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	901.096	577.385
Disminución cuentas por cobrar	25.991	-
Disminución en inversiones permanentes	253.969	-
Reclasificación de activos fijos a inventarios	-	1.020
Disminución de intangibles	180.389	-
Disminución depósitos entregados en administración	7.292	13.743
Impuesto al patrimonio	-	112.792
Emisión de acciones	-	772.227
Aumento cuentas por pagar	-	118
Aumento de la deuda	99.139	18.757
Aumento de la deuda- adquisición Cálidda	-	227.587
Aumento del interés minoritario	-	840.927
Aumento de otros pasivos	-	31.223
Aumento de otros pasivos- adquisición Cálidda	-	37.321
Total capital de trabajo obtenido	1.467.876	2.633.100
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento cuentas por cobrar	-	(23.622)
Aumento cuentas por cobrar - adquisición Cálidda	-	(37.389)
Aumento de inversiones permanentes	-	(448.728)
Aumento en propiedades, planta y equipo	(1.231.435)	(532.531)
Aumento en propiedades, planta y equipo- adquisición Cálidda	-	(348.078)
Aumento intangibles	-	(440.458)
Aumento en otros activos	(20.195)	(282.407)
Aumento en otros activos- adquisición Cálidda	-	(33.736)
Liquidación patrimonio autónomo	-	(65.327)
Disminución cuentas por pagar	(43.105)	-
Disminución pasivos estimados y provisiones	(8.137)	(2.474)
Disminución otros pasivos	(9.338)	-
Disminución interes minoritario	(2.254)	-
Pago reducción de capital	-	(204.721)
Dividendos decretados	(319.964)	-
Total capital de trabajo utilizado	(1.634.428)	(2.419.471)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (166.552)	\$ 213.629
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	\$ (382.358)	\$ 382.439
Efectivo- adquisición Cálidda	-	34.461
Inversiones temporales	93.017	(52.486)
Deudores	68.820	(735.175)
Deudores- adquisición Cálidda	-	83.703
Inventarios	108.643	32.460
Inventarios- adquisición Cálidda	-	28.101
Gastos pagados por anticipado	35	1.676
Gastos pagados por anticipado- adquisición Cálidda	-	2.850
Otros activos	(3.019)	(973)
Obligaciones financieras	28.416	(133.521)
Obligaciones financieras- adquisición Cálidda	-	(397)
Cuentas por pagar	(69.897)	667.681
Cuentas por pagar- adquisición Cálidda	-	(69.719)
Obligaciones laborales	(3.529)	(4.599)
Obligaciones laborales- adquisición Cálidda	-	(6.555)
Recaudos a favor de terceros	(1.506)	(685)
Pasivos estimados y provisiones	(4.942)	(10.963)
Pensiones de jubilación	(103)	(5.495)
Beneficios complementarios	-	833
Otros pasivos	(129)	(7)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (166.552)	\$ 213.629

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

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

JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN
Representante Legal

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

ANDRÉS DEL PILAR LOPEZ ARANGUEN
Revisor Fiscal T.P. No. 151.060-T
Designado por Deloitte & Touche S.A.
(Ver mi informe adjunto)

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

**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 y 2011
(En millones de pesos colombianos).**

	2012	2011
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado neto del período	\$ 690.701	\$ 305.294
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	227.387	159.669
Diferencia en cambio	(219.822)	16.300
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(18.191)	(11.766)
Recuperaciones y provisiones	12.249	(3.746)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(14.233)	(2.083)
(Utilidad) pérdida en venta de activos fijos	(2.149)	117
Amortización impuesto al patrimonio	38.047	38.456
Impuesto diferido	6.485	10.701
Pérdida en operaciones de cobertura	56.733	26.338
Interés minoritario	116.557	46.583
	<u>893.764</u>	<u>585.863</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(38.240)	637.865
Deudores- adquisición Cálidda	-	(121.092)
Inventarios	(109.124)	(32.823)
Inventarios- adquisición Cálidda	-	(28.101)
Gastos pagados por anticipado	(35)	(1.676)
Gastos pagados por anticipado- adquisición Cálidda	-	(2.850)
Otros activos	(18.993)	(243.836)
Otros activos- adquisición Cálidda	-	(33.736)
Depósitos entregados en administración	7.292	13.743
Cuentas por pagar	27.267	(705.191)
Cuentas por pagar- adquisición Cálidda	-	69.719
Impuesto al patrimonio	-	112.792
Obligaciones laborales	3.529	4.599
Obligaciones laborales- adquisición Cálidda	-	6.555
Recaudos a favor de terceros	1.506	685
Pasivos estimados y provisiones	(3.195)	3.071
Otros pasivos	(9.209)	31.320
Otros pasivos- adquisición Cálidda	-	37.231
Disminución del interés minoritario	(2.254)	840.927
	<u>752.308</u>	<u>1.175.065</u>
Fondos netos provistos por las actividades de operación		
	<u>752.308</u>	<u>1.175.065</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Propiedades, planta y equipo	(1.231.436)	(532.532)
Propiedades, planta y equipo- adquisición Cálidda	-	(348.078)
Intangibles	180.389	(440.458)
Inversiones	161.583	(382.480)
	<u>(889.464)</u>	<u>(1.703.548)</u>
Fondos usados en provistos por las actividades de inversión		
	<u>(889.464)</u>	<u>(1.703.548)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Reducción de capital	-	(204.721)
Emisión de acciones	-	772.227
Aumento de la deuda	74.762	149.893
Aumento de la deuda- adquisición Cálidda	-	227.984
Dividendos decretados	(319.964)	-
	<u>(245.202)</u>	<u>945.383</u>
Fondos netos (usados en) provistos por las actividades de financiación		
	<u>(245.202)</u>	<u>945.383</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(382.358)	416.900
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	786.870	369.970
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	\$ 404.512	\$ 786.870

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

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

 JORGE ARMANDO PINZÓN BARRAGÁN Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53.918-T	 ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN Revisor Fiscal T.P. No. 151.060-T Designado por Deloitte & Touche Ltda. (Ver mi informe adjunto)
---	---	--

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

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011 (En millones de pesos colombianos, excepto cuando se indique lo contrario).

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

Casa Matriz – De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 01 de 1996 del Concejo Distrital, el 31 de mayo de 1996 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. se transformó de Empresa industrial y comercial del estado del orden distrital a una sociedad por acciones. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (en adelante “EEB” o la “Empresa”) transformada en Empresa de servicios públicos bajo la Ley 142 de 1994 continuó dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. El término de la duración legal de la Empresa es indefinido.

Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. – El 24 de enero de 1997 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y sus Asesores para la reestructuración de la Empresa y la vinculación de inversionistas privados. El 23 de octubre de 1997, dicho plan culminó con la segregación de los negocios a través de la creación de dos empresas, una dedicada a la generación (EMGESA S.A. E.S.P.) y otra a la distribución y comercialización de energía (CODENSA S.A. E.S.P.), quedando en EEB, únicamente la actividad de transmisión de energía, el Centro Regional de Despacho y un portafolio de inversiones en el sector energético principalmente.

Para la constitución de las nuevas Empresas, EEB aportó a cada una los activos y pasivos de generación y distribución y comercialización, respectivamente, a cambio de una participación del 51,5% en el capital de dichas Empresas. Todas las obligaciones entre las partes quedaron consignadas en los Acuerdos Marco de Inversión que regulan las relaciones entre los accionistas y todos los acuerdos para la constitución y el desarrollo operativo de las Compañías.

Proceso de compra de activos de Ecogás – Mediante el Decreto 1404 de mayo de 2005, el Gobierno Nacional aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás (en adelante Ecogás), relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. hoy Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (en adelante TGI).

El 6 de diciembre de 2006 la Empresa resultó adjudicataria del 97,91% de las acciones de TGI por \$3,25 billones de pesos correspondientes al valor ofertado por la Empresa que fueron financiados mediante la colocación de bonos y créditos con la banca y los mercados de capitales internacionales (Ver Nota 13).

El 16 de febrero de 2007 fue celebrada la Asamblea General de Accionistas, en la que se formalizó la constitución de TGI, la cual se llevó a cabo en la ciudad de Bucaramanga.

Emisión de Acciones - El 9 de agosto de 2011, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No.60, autorizó la emisión de acciones hasta por \$1 billón de pesos, y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley para realizar la emisión de las nuevas acciones. El 29 de septiembre de 2011 la Junta Directiva en su sesión No. 1481 aprobó el reglamento de emisión y colocación de acciones y el 6 de octubre de 2011 se publicó el aviso de oferta pública de emisión y colocación. El proceso de emisión de acciones finalizó el 2 de noviembre de 2011 con la adjudicación de 594.020.517 acciones ordinarias por un monto total de colocación de \$772.226 millones. El valor por acción fue de \$1.300 con un valor nominal de \$53,60 por cada una.

Emisión de bonos – El 7 de octubre de 2011 en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No. 61 autorizó realizar la emisión de bonos bajo la regla 144A Regulación S, para ejercer el call del bono emitido por EEB International Ltd. en octubre de 2007, por un monto de USD\$610 millones sin incrementar el endeudamiento externo de la Empresa.

El 3 de noviembre de 2011 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD\$610 millones, a una tasa de 6,125% y un plazo de 10 años.

El 6 de diciembre de 2011, a través de su filial EEB International Ltd. utilizó la opción de recompra de bonos por USD\$610 millones los cuales habían sido emitidos en octubre de 2007 con un plazo de 10 años y una tasa de interés de 8,75%.

Empresas filiales y subsidiarias -

EEB International Ltd. – Fue constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI) - Fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio el 19 de febrero de 2007. El objeto social de TGI consiste en la planeación, organización, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales pague una tarifa de disponibilidad. Su duración legal es indefinida.

Proceso de capitalización – TGI culminó el proceso de evaluación para la incorporación de un inversionista de capital. Credit Suisse fue la Banca de Inversión que asesoró a TGI en la selección y vinculación del nuevo accionista, esta selección estableció como requisito indispensable que EEB mantuviera el control accionario y administrativo de TGI. El proceso convocó cerca de 90 inversionistas del sector energético de Estados Unidos, Canadá, Europa y Oriente Medio; el resultado del proceso de selección permitió vincular al Citi Venture Capital International (CVCI) como nuevo accionista para capitalizar a TGI con \$726.284 equivalente a una participación accionaria aproximada de 31,92%. Esta capitalización incluyó una prima en colocación de acciones por \$401.730.

El 3 de marzo de 2011 se emitieron 36.355.426 acciones a nombre de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (Compañía de España) correspondiente al 31,92% del capital social de TGI.

En marzo de 2011, EEB y Citiventure firmaron el acuerdo de inversionistas relacionado con TGI donde se plasman principalmente los acuerdos y compromisos que van a regir las partes interesadas.

En junio de 2011, EEB realizó una oferta pública de adquisiciones (OPA) para la adquisición de acciones de los accionistas minoritarios de TGI, con lo cual la participación de EEB en TGI pasó al 68,05%.

El 28 de diciembre de 2012 se emitieron 42.643.252 acciones por capitalización de la prima en colocación de acciones aprobada por la Asamblea General de Accionistas.

TGI International Ltd. – Fue constituida en Islas Cayman con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

Contugás S.A.C. - El 13 de junio de 2008 fue constituida bajo las leyes peruanas la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas S.A.C.), Empresa dedicada a la distribución y comercialización de gas natural en la región de Ica en Perú. De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, el capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 75% y TGI con el 25%. Al 31 de diciembre de 2012 se han capitalizado USD\$97,900,000 (EEB USD\$73,425,000 – TGI USD\$24,475,000).

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA) - Con el objeto de participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta, el 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (DECSA), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones. DECSA resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.), por un valor de \$218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la Empresa que adquirió como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante EEC) – Empresa dedicada a la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. El 26 de febrero de 2009 el Departamento de Cundinamarca y la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. resultaron adjudicatarias en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy EEC), por \$218.332. De acuerdo con el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, DECSA S.A. E.S.P. se comprometió a no enajenar la participación accionaria en la EEC S.A. E.S.P. que adquiriera como consecuencia de la invitación, dentro de los tres años siguientes a la fecha del cierre de la operación, sin

autorización previa y escrita del Ministerio de Minas y Energía, so pena de pagar a favor de la Nación el 50% del valor de las acciones. El término de duración de la Empresa es indefinido.

Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (en adelante TRECSA) - Empresa dedicada al transporte de energía eléctrica. Constituida el 8 de febrero de 2010, como adjudicataria de la Licitación PET-1-2009 en Guatemala, para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, constituyendo un total de 850 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones. Al 31 de diciembre de 2012, EEB ha realizado capitalizaciones por USD\$152,162,636 y posee una participación accionaria del 95,44% en esta compañía.

EEB Perú Holdings Ltd. - El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que posee el Fondo Ashmore en Calidda (Perú).

EEB adquirió la compañía AEI Perú Holding Ltd. (hoy EEB Perú Holding Ltd.), que posee el 60% de las acciones de Calidda, empresa encargada de la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

El cierre de la operación de compra de Calidda se realizó el 14 de febrero de 2011, con un pago efectuado por EEB por USD\$111,240,000. Durante el 2012 EEB efectuó capitalizaciones por USD\$21,000,000.

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante Calidda) – Fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002 y se dedica a la distribución y comercialización de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. Durante el año 2012, Calidda recibió capitalizaciones por USD\$35,000,000 (EEB Perú Holdings Ltd. USD\$ 21.000.000- Promigás US\$14.000.000).

EEB Ingeniería y Servicios S.A. – Fue constituida en Guatemala el 7 de abril de 2011 y se dedica a la prestación de servicios de consultoría en proyectos de electricidad. Al 31 de diciembre de 2012, EEB ha efectuado capitalizaciones por USD\$270,000.

EEBGAS Ltd. – En mayo de 2012 EEB constituye EEBGas Ltd. aportando los activos, pasivos y patrimonio poseídos en AEI Promigás Ltd., AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd.

EEB GAS S.A.S. – Fue constituida en Colombia el 27 de octubre de 2012 como una sociedad por acciones simplificada, con un capital autorizado de \$5, cuyo fin es fusionarse con EEBGAS Ltd. y nacionalizar la inversión en PROMIGÁS S.A. E.S.P.

Principales contratos de TGI –

Contratos BOMT's – Son una modalidad de contratación que se emplea para desarrollar proyectos de infraestructura de alto valor financiero, mecanismo que consiste en acordar con una compañía del sector privado nacional o internacional, la construcción, operación,

mantenimiento y al término del proyecto la opción de transferencia de la propiedad. El contratista propietario opera el bien durante un plazo largo de tiempo (10, 15 y 20 años, para el caso) y recibe un pago mensual del usuario, compuesto por una tarifa de transporte y otra por disponibilidad. El pago que recibe el propietario del BOMT debe ser suficiente para cubrir la tasa libre de riesgo, el riesgo país, el riesgo del sector (negocio), la rentabilidad mínima del inversionista, la financiación y depreciación del activo (gasoducto), los costos de administración, operación y mantenimiento, imprevistos y los ajustes por cambios de leyes ambientales y tributarias.

Como parte del proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos, Ecogás cedió a TGI los siguientes contratos BOMT's, los cuales fueron suscritos inicialmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (en adelante Ecopetrol).

Contrato BOMT	Infraestructura	Propietario	Valor de construcción	Plazo (Años)	Fecha finalización	Opción de compra
VIT-GTL-0001-98	Gasoducto Boyacá y Santander (1)	Gases de Boyacá y Santander S.A.	US\$ 54,250,150	10	30/09/2009	US\$ 542,501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena – Barrancabermeja (1)	Centragás S.A.	US\$219,581,800	15	24/02/2011	US\$ 2,195,818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita – Cali	Transgás de Occidente S.A.	US\$275,915,800	20	25/08/2017	US\$ 2,759,158

(1) TGI ejerció las opciones de compra de los gasoductos BOMT; Boyacá Santander el 21 de octubre de 2009 por US\$542,501 y Ballena – Barrancabermeja el 24 de febrero de 2011 por US\$2.195,818.

En la actualidad se encuentra vigente el contrato BOMT Gasoducto Mariquita – Cali., para los contratos BOMT Gasoducto Boyacá y Santander y Gasoducto Ballena Barranca, TGI ejerció la opción de compra en los años 2009 y 2011, respectivamente.

Entre los propietarios BOMT y ECOPETROL existe una relación económica directa debido a que los pagos de las tarifas pactadas en los contratos continúan a cargo de ECOPETROL hasta la finalización de los plazos contractuales. Los pagos efectuados por ECOGÁS a ECOPETROL desde 1998 y que asume en el futuro están expresamente establecidos en el Decreto 958 de 1998.

TGI tiene el derecho total de usufructo de la capacidad de transporte de los tres gasoductos correspondientes a los contratos BOMT, derecho adquirido por la compra consolidada el 2 de marzo de 2007 de la totalidad de activos, derechos y contratos de ECOGÁS. TGI no tiene relación directa de pago con los propietarios de los BOMT, pero si se relaciona directamente en lo concerniente al transporte de gas y nuevos requerimientos de ampliaciones a la infraestructura.

Proyectos de expansión – La Empresa definió en su plan estratégico de negocios un programa de inversiones para atender los proyectos de expansión que se detallan a continuación:

- *Ballena – Barrancabermeja* - El proyecto de expansión del gasoducto permitió aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Ballena en 70 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 190 MPCD a 260 MPCD.

El proyecto Ballena- Barrancabermeja se encuentra en operación y fue activado en el mes de abril del 2011.

- *Cusiana Fase I y II*- Este proyecto permitió aumentar la capacidad de transporte desde Cusiana en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a 390 MPCD. El proyecto se desarrolló en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto se incrementó la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II se incrementó en 110 MPCD adicionales.

Cusiana Fase I ya se encuentra en operación y fue activado en el mes de abril del 2011, igualmente el proyecto Cusiana Fase II está en operación y fue activado a partir del 1 agosto de 2012.

Para llevar a cabo la administración, inversión y pagos del proyecto de expansión desde Cusiana, la empresa constituyó una fiducia mercantil firmada el 8 de mayo de 2009, según contrato No. 3-1-12532 con Fiduciaria Bogotá S.A. El 30 de diciembre de 2011 el Patrimonio Autónomo fue liquidado y restituido a TGI todos sus bienes.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La EEB y sus filiales en Colombia se rigen principalmente por la Ley 142 de 1994 ó Estatuto de Servicios Públicos, y la Ley 143 de 1994, que estableció las disposiciones que norman las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, sus estatutos, los acuerdos marcos de inversión y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio. Adicionalmente las filiales se rigen por la Ley 689 de 2001 y la Resolución 071 de 1999 por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) en Colombia.

Las Leyes 142 y 143 del 11 de julio de 1994 establecieron una nueva estructura de competencia, el régimen económico, tarifario y de subsidios para las ventas de electricidad y demás aspectos de operación y regulación del sector.

Las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía, distribución de energía y transporte de gas son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

Las filiales en Perú se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos N°26221, promulgada el 19 de agosto de 1993 y la Ley de Promoción de Desarrollo de la Industria del Gas Natural N°27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, el cual establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural. Por otra parte, son supervisadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, el cual vela por la calidad y eficiencia del

servicio brindado al usuario y fiscaliza el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

Las filiales en Guatemala están regidas por el Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996, el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997, reformado por Acuerdo 68-2007) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -AMM- (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998, reformado por Acuerdo 69-2007).

El Ministerio de Energía y Minas -MEM- es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes del Estado, programas indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar la Ley y su Reglamento.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Así mismo, aplica el Sistema Unificado de Costos y Gastos por actividades expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP), expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

Para efectos de la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, se requiere que la información financiera reportada por las empresas del exterior sea homologada a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados aplicados por la casa Matriz ubicada en Colombia.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa y sus Filiales:

- a. *Bases de consolidación* – La Empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar, los cuales son presentados a la Asamblea General de Accionistas y que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no son de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluyen los estados financieros de:
 - La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y los de sus Empresas Filiales Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. y su filial TGI International Ltd. (68,05%), EEB International Ltd. (100%), Contugás S.A.C. (100%), Distribuidora

Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y su filial Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (51%), Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (95,44%), EEB Perú Holdings Ltd. y su filial Gas Natural de Lima y Callao S.A. (60%), EEB Ingeniería y Servicios S.A. (100%), EEBGas Ltd. y EEB GAS S.A.S. (100%), las cuales fueron adquiridas o constituidas en febrero de 2007, junio de 2008, febrero de 2009, febrero de 2010, febrero y junio de 2011, y mayo y octubre de 2012 respectivamente, asumiendo de esta forma la mayoría accionaria y, por lo tanto, el control sobre las mismas.

La información de los balances generales a 31 de diciembre de 2012 de los estados de resultados de las filiales es como se detalla a continuación:

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
EEB S.A. E.S.P.	10.777.728	1.783.068	8.994.660	102.685	690.701
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.087.324	2.467.175	2.620.149	702.309	247.680
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA E.S.P. y filial	549.094	248.244	300.850	283.813	23.977
Contugás S.A.C.	389.637	234.200	155.437	1.429	(12.843)
Trecca S.A.	317.157	35.279	281.878	-	(159)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	870.435	595.641	274.794	492.665	34.167
EEB Ingeniería y Servicios S.A.	374	4	370	-	(89)
EEBGAS Ltd. (1)	554.451	-	554.451	-	24.595
EEB GAS S.A.S.	5	-	5	-	-

(1) A partir de junio de 2012 EEB consolida operaciones con EEB Ltd. la cual posee el 15,64% de participación accionaria en Promigás.

La información de los balances generales a 31 de diciembre de 2011 de los estados de resultados de las filiales es como se detalla a continuación:

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
EEB S.A. E.S.P.	10.444.941	2.130.990	8.313.951	100.106	305.294
TGI S.A. E.S.P. y filial	4.971.222	2.594.879	2.376.343	626.838	25.614
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA S.A. E.S.P. y filial	482.500	203.752	278.748	262.527	25.436
Contugás S.A.C.	168.417	4.928	163.489	-	134
Trecca S.A.	190.121	8.979	181.142	-	336
EEB Perú Holdings Ltd. y filial (1)	743.698	520.077	223.621	432.193	34.546
EEB Ingeniería y Servicios S.A.	22	5	17	-	(23)

(1) A partir de febrero de 2011, EEB consolida las operaciones con la compañía AEI Perú Holdings Ltd. (hoy EEB Perú Holdings Ltd.), quien posee el 60% de las acciones de Gas Natural de Lima y Callao S.A.- Calidda, empresa encargada de la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2012 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	\$ 10.777.728	\$ 14.689.730
Pasivo	1.783.068	5.695.070
Patrimonio	8.994.660	8.994.660
Resultado neto	690.701	690.701
Interés minoritario balance	-	1.202.345
Interés minoritario resultados	-	116.557

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2011 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

Activo	\$ 10.444.941	\$13.956.870
Pasivo	2.130.990	5.642.920
Patrimonio	8.313.951	8.313.951
Resultado neto	305.294	305.294
Interés minoritario balance	-	1.068.188
Interés minoritario resultados	-	46.583

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	% 31 de diciembre de 2012	% 31 de diciembre de 2011	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011
TGI S.A. E.S.P.	31,95%	31,95%	\$ 837.162	\$ 759.264
DECSA S.A. E.S.P. y filial	49,00%	49,00%	209.120	193.396
Trecca S.A. E.S.P.	4,56%	4,30%	12.851	7.792
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	40,00%	40,00%	143.212	107.736
EEB Ingeniería y Servicios S.A.	0,00%	0,06%	-	-
			<u>\$ 1.202.345</u>	<u>\$ 1.068.188</u>

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. consolidadas con sus filiales, aplicando el método de consolidación global, el cual consiste en incorporar a los estados financieros de la Empresa, la totalidad de los activos, pasivos, patrimonio y resultados de las filiales, previa eliminación de las inversiones, las operaciones y los saldos recíprocos existentes. Todos los saldos y operaciones importantes entre empresas relacionadas, fueron eliminados en la consolidación.

- b. *Unidad monetaria* - De acuerdo con disposiciones legales, la unidad monetaria utilizada por la Empresa y sus filiales en el proceso de conversión es el peso colombiano.

- c. *Período contable* - Los estados financieros consolidados de propósito general se preparan una vez al año, al 31 de diciembre.
- d. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.
- e. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (\$1.768,23 y \$1942,70 por USD\$1 al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.
- f. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.
- g. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.
- h. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.
- i. *Propiedades, planta y equipo* –

EEB y EEC - Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 2001.

TGI – Los activos adquiridos en el proceso de enajenación de activos, derechos y contratos de Ecogás, se contabilizaron al costo neto de reposición actualizado mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A. La propiedad, planta y equipo, adquirida posteriormente se contabiliza al costo de adquisición. Los activos recibidos de Transcogás por efecto de la fusión, se contabilizan al costo y se ajustaron por inflación hasta el 2005.

La propiedad, planta y equipo se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio anuales de depreciación, que están en función de los beneficios futuros:

	EEB	TGI	DECSA-EEC	EEB PERU-CALIDDA
Edificaciones	2%	2% a 6,67%	2%	-
Gasoductos	-	1,37% a 50%	-	3,3% a 10%
Plantas y subestaciones	4% a 10%	0,83% a 14,29%	6,60%	-
Redes, líneas y cables	2% a 4%	-	4%	-
Maquinaria y equipo	6,60%	2,13% a 20%	6,60%	10%
Equipo científico	10%	-	-	-
Muebles y enseres	10%	4,35% a 100%	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	2,04% a 100%	10%	-
Equipo de computación	20%	5,56% a 100%	20%	25%
Equipo de transporte	20%	5%	10%	20%
Otros equipos menores	10%	20% a 50%	-	10%

Las mejoras importantes a los activos se capitalizan y los gastos de mantenimiento que no prolongan la vida útil o no mejoran la productividad y eficiencia de los activos se cargan a gastos en la medida que se incurren.

j. *Valorizaciones* –

De propiedades, planta y equipo - Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo.

Estas valorizaciones se contabilizan en cuentas separadas dentro de los activos y como un superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución. El avalúo de la propiedad, planta y equipo se realiza cada tres años.

Si al cierre del ejercicio el valor de los avalúos es menor al valor en libros, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

De inversiones permanentes - Para las inversiones en Empresas no controladas, cualquier exceso del valor de mercado o del valor intrínseco sobre el costo ajustado al cierre del ejercicio es contabilizado como valorización, con crédito a la cuenta patrimonial de superávit por valorizaciones. Si al cierre del ejercicio su valor de mercado o su valor intrínseco es menor que el costo ajustado, una vez agotada la valorización, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

k. *Inversiones permanentes* –Las inversiones permanentes de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan en bolsas de valores, se registran al costo. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior o inferior a su valor en libros, se registra un cargo a la cuenta de valorizaciones en el activo con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, o una provisión con cargo al estado de resultados, respectivamente.

1. *Otros activos* –

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y estudios y proyectos, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente, adicionalmente incluye el saldo por amortizar del impuesto al patrimonio.

Intangibles –

Crédito mercantil - Se registra principalmente el crédito mercantil adquirido correspondiente a la diferencia entre el costo de adquisición de las inversiones en acciones de capital y el valor intrínseco de las acciones adquiridas. El crédito mercantil es amortizado en un periodo de veinte años por el método de línea recta.

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos de Ecogás. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).
- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente del gasoducto así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	1,81%	55 años

Una vez se ejerza la transferencia del gasoducto, el valor a capitalizar como activos fijos, será el costo neto del derecho menos la amortización acumulada y provisiones.

Gastos pagados por anticipado – Corresponde principalmente a pagos efectuados por anticipado por concepto de seguros y costos de operación y mantenimiento de los gasoductos en virtud de los contratos BOMT. Dichos costos se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente de los contratos BOMT así:

Contrato BOMT	Tasa anual	Periodo
Contrato BOMT Transgás (Gasoducto Mariquita – Cali)	9,61%	10,4 años

Valorizaciones y Provisiones BOMT – Corresponden a la diferencia originada entre el valor neto en libros de los contratos BOMT y el valor del avalúo técnicamente determinado mediante costo de reposición por medio de la actualización del valor de los contratos. Cuando este último es mayor, la diferencia se registra como una valorización en cuentas

separadas dentro del activo y como superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

Servidumbres - Se amortizan durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- m. *Derivados financieros* - EEB y TGI realizan operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.
- n. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

Los ajustes periódicos del pasivo por pensiones de jubilación, directamente a cargo de EEB y EEC, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos o disminuciones en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

- o. *Beneficios complementarios* – EEB y EEC registran el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico y educación, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.
- p. *Leasing de infraestructura* – Los contratos de arrendamiento financiero de bienes inmuebles iguales o superiores a 60 meses y para bienes muebles iguales o superiores a 36 meses de duración, son considerados como arrendamiento operativo. La Empresa registra como gasto la totalidad de los cánones de arrendamiento causado, sin que deba reconocer el activo con su correspondiente obligación, de conformidad con el numeral 1 Art 127-1 del Estatuto Tributario.
- q. *Depósitos recibidos en administración* – Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.
- r. *Depósitos entregados en administración* - Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en fideicomisos de administración de pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.
- s. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte de gas, contribución de industrias y la cuota de fomento.

- t. *Impuesto sobre la renta* - La provisión para impuesto sobre la renta se determina con base en la utilidad gravable, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos; además registra como impuesto diferido el efecto de las diferencias temporales entre los libros e impuestos en el tratamiento de ciertas partidas, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán.
- u. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo establecido por la Ley que regula los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia y las alternativas de registro contable allí establecidas, las empresas en Colombia optaron por causar la totalidad del impuesto al patrimonio y su sobretasa, con cargo a un activo diferido, el cual se amortiza contra resultados anualmente durante cuatro años por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período.
- v. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes, las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.
- w. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos operacionales se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.
- x. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que siguen la Empresa y sus Filiales están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aun cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.
- y. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.
- z. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.
- aa. *Reclasificaciones* – Ciertas cifras incluidas en los estados financieros de la Empresa al 31 de diciembre de 2011 fueron reclasificadas para propósitos comparativos generados principalmente por el cambio en el plan único de cuentas pasando del emitido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al emitido por la Contaduría General de la Nación. El efecto de estas reclasificaciones son:
- La cuenta depósitos entregados en administración se presentaba en el 2011 como una cuenta por cobrar, para el 2012 se reclasifica a otros activos por \$ 201.147, esto genera efectos en los estados de cambios en la situación financiera y estado de flujos de efectivo.

- La cuenta cuotas partes pensionales se presentaba en el 2011 como una cuenta por pagar, para el 2012 se reclasifica a obligaciones laborales por \$1.300, esto genera efectos en los estados de cambios en la situación financiera y estado de flujos de efectivo.

De igual forma para efectos de presentación se realizaron las siguientes reclasificaciones:

- La cuenta activos en concesión se presentaba en el 2011 como un activo fijo, para el 2012 se presenta como intangibles, por lo que se reclasifica el costo por \$533.925, depreciación acumulada por \$59.886 y gasto de depreciación por \$14.138 que para el 2011 se presentaba como un gasto operacional y para el 2012 se incluye como costo de venta.
- En otros activos se presenta la porción corto plazo de O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT, para efectos del 2011 y su comparación con el 2012 se envía al largo plazo.
- En el estado de resultados se reclasificó el saldo de otros ingresos asignados por \$812 que hasta el 2011 se venían presentado como parte de los ingresos operacionales por \$100.106.
- De la nota 24 gastos de administración fueron segregados los saldos de provisiones, depreciación y amortización en una nueva nota por \$20.945 sin afectar la utilidad del periodo.
- Se incluyó la nota de ingresos financieros, que incluye principalmente los ingresos por dividendos, intereses recibidos y valoración de coberturas.
- Del estado de cambios en la situación financiera a diciembre 31 de 2011 fueron reclasificadas para fines comparativos con las cifras del año 2012, respecto a la depuración del impuesto al patrimonio, lo que generó cambios en el capital de trabajo obtenido y el capital de trabajo utilizado
- Así mismo, algunas cifras del estado de cambios de flujo de efectivo a diciembre 31 de 2011 fueron reclasificadas para fines comparativos con las cifras del año 2012, respecto a la depuración del impuesto al patrimonio, lo que generó cambios en las actividades de inversión y operación.

Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera - De conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, la empresa está obligada a iniciar el proceso de convergencia de los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia a las normas internacionales de información financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública emitió el Direccionamiento Estratégico clasificando las compañías en tres grupos.

Dado que la Empresa pertenece al Grupo 1 el período obligatorio de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo NIIF será al 31 de diciembre de 2015.

Derivado del decreto 2784 del 28 de diciembre de 2012, la Superintendencia Financiera de Colombia emitió la carta circular No. 10 de 2013 en la cual se indica que la Empresa debe presentar un plan de implementación a NIIF antes del 28 de febrero de 2013.

4. EFECTIVO

	2012	2011
Caja	\$ 106	\$ 85
Bancos	397.292	778.938
Fondos especiales (1)	<u>7.114</u>	<u>7.847</u>
	<u>\$ 404.512</u>	<u>\$ 786.870</u>

(1) *Fondos restringidos* – Corresponden principalmente a los dineros disponibles para el fondo de emergencia de acuerdo con lo establecido en el contrato BOMT DIJ-738 celebrado entre Ecopetrol y Transgás de Occidente, el cual fue cedido por Ecogás a TGI. Dicho contrato estipula que se debe tener a disposición del contratista un fondo de emergencia, constituido con el BBVA New York, cuya finalidad es garantizar el cubrimiento financiero ante una situación coyuntural que se presente en el gasoducto o sus componentes. El saldo a diciembre 31 de 2012 y 2011 asciende a USDS4,023,325.

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término (1)	\$ 128.922	\$ 94.162
Bonos y títulos	50.846	60.524
Títulos hipotecarios	467	1.135
Derechos fiduciarios	79.171	10.179
Otras inversiones temporales	<u>-</u>	<u>389</u>
	<u>\$ 259.406</u>	<u>\$ 166.389</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, corresponde a:

CDT en pesos colombianos	\$ 104.441	\$ 414
Time deposit en moneda extranjera	<u>24.481</u>	<u>93.748</u>
	<u>\$ 128.922</u>	<u>\$ 94.162</u>

6. DEUDORES

Prestación de servicios	\$ 268.782	\$ 250.393
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 16)	158.714	211.953
Avances y anticipos entregados (1)	98.152	52.378
Anticipos de impuestos y contribuciones (2)	73.823	65.400
Depósitos entregados (3)	55.063	21.725
Otros deudores (4)	107.434	102.463
Deudas de difícil cobro	<u>760</u>	<u>760</u>
Subtotal	762.728	705.072

	2012	2011
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(86.021)</u>	<u>(73.496)</u>
	676.707	631.576
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	<u>(99.125)</u>	<u>(122.814)</u>
	<u>\$ 577.582</u>	<u>\$ 508.762</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a los anticipos sobre contratos entregados por TGI \$10.785, anticipos otorgados por TRECSA a contratistas por \$73.788 para la ejecución de obras del proyecto Guatemala y avances a proveedores para los proyectos Armenia, Tesalia, Alférez de EEB por \$10.320. Al 31 de diciembre de 2011 incluye anticipos sobre contratos de obra de los proyectos de expansión que adelanta TGI del tramo Cusiana Fase II y Ballena – Barranca por \$42.730 y anticipos otorgados por Calidda a contratistas por \$6.114.

(2) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde a:

Saldos a favor impuesto sobre las ventas (a)	\$ 61.676	\$ 49.195
Saldos a favor de liquidaciones privadas	9.875	15.541
Anticipos industria y comercio	396	477
Otros	<u>1.876</u>	<u>187</u>
	<u>\$ 73.823</u>	<u>\$ 65.400</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde a los saldos a favor del impuesto general de ventas (en adelante IGV) generado en Calidda por \$26.946, Contugás por \$13.196 y el impuesto sobre las ventas generado en Trecca por \$21.534, el cual se genera por la adquisición de bienes y servicios y será compensado con futuras facturaciones gravadas. Al 31 de diciembre de 2011 incluye principalmente el IGV de Calidda por \$39.064 y de Contugás por \$5.466.

(3) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el saldos de depósitos entregados corresponde a:

Depósitos judiciales	\$ 28.125	\$ 5.188
Cuentas recaudadoras (a)	20.809	9.203
Depósitos en garantía	1.935	3.520
Derechos en Fideicomisos	<u>4.194</u>	<u>3.814</u>
	<u>\$ 55.063</u>	<u>\$ 21.725</u>

(a) Como garantía del crédito sindicado que tiene Calidda con ICF, IFC y CAF, se tiene un fideicomiso de flujo donde se canaliza toda la cobranza por concepto de servicios de distribución de gas natural, los saldos en estas cuentas representan las cobranzas que la fiduciaria ha realizado a los clientes, los cuales no han sido transferidas a las cuentas de Calidda a la fecha del balance.

(4) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el saldo de otros deudores corresponde a:

Cuotas partes pensionales	\$ 18.110	\$ 42.223
Compartibilidad pensional	15.377	16.971
Venta de activos	106	5.798
Préstamos a empleados	23.932	19.509
Instalaciones internas por cobrar	32.563	10.387

	2012	2011
Reclamaciones	11.494	-
Otros deudores	<u>5.852</u>	<u>7.575</u>
	<u>\$ 107.434</u>	<u>\$ 102.463</u>

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 73.496	\$ 65.493
Ajuste provisión – resultado del ejercicio	15.485	9.896
Recuperaciones	(2.190)	(1.086)
Castigos	<u>(770)</u>	<u>(807)</u>
Saldo final	<u>\$ 86.021</u>	<u>\$ 73.496</u>

7. INVENTARIOS

Almacenes (1)	\$ 210.395	\$ 106.129
Inventario en poder de terceros	106	116
Inventario en tránsito	4.818	669
Menos – Provisión para inventarios	<u>(2.893)</u>	<u>(3.131)</u>
	<u>\$ 212.426</u>	<u>\$ 103.783</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde principalmente al inventario de materiales propiedad del Grupo Energía de Bogotá, distribuido de la siguiente manera: Calidda por \$32.069 y \$32.360, TGI por \$31.481 y \$28.468, Trecca por \$125.201 y \$25.815, EEB por \$10.651 y \$11.804, Contugás \$ 6.262 y \$216 y EEC \$4.731 y \$7.466, respectivamente.

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 3.131	\$ 3.964
Ajuste provisión- resultado del ejercicio	487	1.712
Recuperaciones	<u>(725)</u>	<u>(2.545)</u>
Saldo final	<u>\$ 2.893</u>	<u>\$ 3.131</u>

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2012, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	18.297	-	18.297
Construcciones en curso (1)	150.108	-	150.108
Activos improductivos	659	-	659

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
Vías de comunicación internas	81	-	81
Subtotal no depreciables	169.145	-	169.145
Depreciables:			
Edificaciones	77.027	(16.837)	60.190
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.409.619	(393.615)	3.016.004
Redes, líneas y cables	462.998	(150.161)	312.837
Maquinaria y equipo	26.820	(10.275)	16.545
Muebles y enseres	9.603	(4.567)	5.036
Equipo de comunicación y computación	28.130	(14.951)	13.179
Equipo de transporte, tracción y elevación	4.762	(3.128)	1.634
Otros equipos menores	239	(166)	73
Subtotal depreciables	4.019.198	(593.700)	3.425.498
Subtotal propiedades, planta y equipo	4.188.343	(593.700)	3.594.643
Provisión para propiedades, planta y equipo	(100.673)	-	(100.673)
	<u>\$ 4.087.670</u>	<u>\$ (593.700)</u>	<u>\$ 3.493.970</u>

Al 31 de diciembre de 2011, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

No depreciables:			
Terrenos	\$ 13.116	\$ -	\$ 13.116
Construcciones en curso (1)	486.797	-	486.797
Activos improductivos	2.131	-	2.131
Vías de comunicación internas	81	-	81
Subtotal no depreciables	502.125	-	502.125
Depreciables:			
Edificaciones	51.205	(14.958)	36.247
Plantas, gasoductos y subestaciones	2.816.794	(306.556)	2.510.238
Redes, líneas y cables	428.908	(138.477)	290.431
Maquinaria y equipo	25.401	(8.114)	17.287
Muebles y enseres	8.975	(4.846)	4.129
Equipo de comunicación y computación	22.775	(12.159)	10.616
Equipo de transporte, tracción y elevación	5.881	(4.044)	1.837
Otros equipos menores	374	(112)	262
Subtotal depreciables	3.360.313	(489.266)	2.871.047
Subtotal propiedades, planta y equipo	<u>3.862.438</u>	<u>(489.266)</u>	<u>3.373.172</u>

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
Provisión para propiedades, planta y equipo	(105.171)	-	(105.171)
	<u>\$ 3.757.267</u>	<u>\$ (489.266)</u>	<u>\$ 3.268.001</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde a:

Concepto	2012	2011
Obras línea Suroccidente – EEB	\$ 722	\$ 2.877
Estabilización torres de transmisión de energía – EEB	224	665
Subestaciones – EEB	307	428
Reconfiguración sistema de comunicaciones – EEB	4.621	-
Adecuación bodegas – EEB	623	-
Cambio de Buges Guavio – EEB	1.101	-
Proyecto Unidad de Planeación Energética Minera	8.782	-
Expansión Ballena- Barrancabermeja – TGI	4.345	8.338
Expansión Cusiana – TGI	26.857	311.634
Laboratorio móvil y herramienta inteligente – TGI	1.608	-
Proyecto gasoducto de la Sabana – TGI	1.732	-
Top End Compresoras – TGI	1.437	-
Ampliación estaciones Gases de Occidente – TGI	-	4.399
Expansión capacidad estaciones – TGI	-	2.666
Construcción cruce Rio Cesar – TGI	-	1.861
Centro de control – TGI	-	780
Proyecto líneas de transmisión – TRECSA	67.531	106.066
Ingeniería de red – CONTUGÁS	-	32.022
Adquisición y montaje equipos subestaciones – EEC	4.188	-
Obras de electrificación rural – EEC	59	1.004
Implantación de scada – EEC	693	138
Obras PCH Rionegro – EEC	3.727	-
Normalización y reposición de redes - EEC	6.658	4.378
Normalización subestaciones – EEC	1.361	659
Proyectos reducción pérdidas de energía - EEC	2.721	748
Rep. redes y líneas de distribución – EEC	1.341	-
Otros	9.470	8.134
	<u>\$ 150.108</u>	<u>\$ 486.797</u>

La propiedad, planta y equipo enunciada anteriormente, es de plena propiedad del Grupo y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros, salvo lo indicado en los covenants de las emisiones de bonos de EEB y TGI (Ver Nota 13).

9. INVERSIONES PERMANENTES

Acciones (1)	\$ 1.770.161	\$ 2.069.130
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(2.829)</u>	<u>(2.909)</u>
	<u>\$ 1.767.332</u>	<u>\$ 2.066.221</u>

(1) Las inversiones en acciones a 31 de diciembre 31 de 2012 y 2011 corresponden a:

(1) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2012

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización (Ver Nota 12)
En compañías no controladas:								
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	\$ 736.514	-	\$ 736.514	\$ 1.404.208
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	554.532
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	948.613
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	398.801
Consorcio Transmantiario S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	140.859	-	140.859	50.289
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	79.620	-	79.620	95.759
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	268.398
Isagen S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	137.693
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,83%	21.462	-	21.462	158.370
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	33.610
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,05%	2.662	(2.547)	115	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(242)	771	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	1.755
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11	-	11	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	0,00%	84	(10)	74	-
Promigas S.A. E.S.P.	Transporte de gas	20.784.813	Ordinarias	15,64%	184.990	-	184.990	47.463
Otras menores	Servicios	-	Ordinarias	0,00%	19	(10)	9	9
					<u>\$ 1.770.161</u>	<u>\$ (2.829)</u>	<u>\$ 1.767.332</u>	<u>\$ 4.099.506</u>

(1) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2011

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización (Ver Nota 12)
En compañías no controladas:								
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	\$ 736.514	\$ -	\$ 736.514	\$ 1.299.855
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	515.723
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	773.143
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	323.122
Consorcio Transmanteo S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	154.758	-	154.758	44.085
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	87.477	-	87.477	87.054
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	253.875
AEI Promigas Investment Ltd. (2)	Vehículo de inversión	300	Ordinarias	30,00%	148.046	-	148.046	42.356
AEI Promigas Ltd. (2)	Vehículo de inversión	300	Ordinarias	30,00%	148.046	-	148.046	42.356
AEI Promigas Holdings Ltd. (2)	Vehículo de inversión	300	Ordinarias	30,00%	166.004	-	166.004	47.495
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	111.481
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,83%	21.462	-	21.462	191.079
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	32.303
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,05%	2.662	(2.526)	136	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.020	(246)	774	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	1.492
Hidrosgomoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Agua de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11	-	11	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	7
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	0,00%	84	-	84	-
Inco Ltda.	Administración de infraestructura	No disponible	Ordinarias	0,00%	97	(97)	-	-
Otras menores	Servicios	544.191.676	Ordinarias	0,00%	22	(20)	2	8
					\$ 2.069.130	\$ (2.909)	\$ 2.066.221	\$ 3.765.434

- (1) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601, respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD\$0.10 por acción para Codensa y USD\$0.1107 por acción para Emgesa.
- (2) El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que posee el Fondo Ashmore en Promigás (Colombia), adquiriendo el 30% de AEI Promigás Ltd., AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd., empresas que poseen el 52,13% de Promigás S.A. E.S.P., hecho que le representó a EEB la adquisición de forma indirecta del 15,64% de dicha empresa. El cierre de la operación de compra se realizó el 10 de febrero de 2011, con un pago efectuado por EEB por US\$237,862,830. En reunión de Directores celebrada el 5 de junio de 2012 se aprobó la escisión de AEI Promigás Ltd, AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd., para independizar la participación directa de EEB en Promigás S.A. E.S.P., por medio de la creación de la filial EEBGAS LTD. (Ver Nota 1), la cual adquirió el 30% de los activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de cada una de dichas empresas, manteniendo el 15,64%.

El siguiente es el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

	2012	2011
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 69.624	\$ 237.157
Emgesa S.A. E.S.P.	345.963	80.538
Gas Natural S.A. E.S.P.	63.726	17.594
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	4.095	3.118
Banco Popular	204	196
Isagén S.A. E.S.P.	5.291	4.123
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	5.315	4.502
Promigás S.A. E.S.P.	<u>30.324</u>	<u>-</u>
Total dividendos ganados (Ver nota 27)	524.542	347.228
10. OTROS ACTIVOS		
O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT	\$ 44.882	\$ 53.946
Cargos diferidos	25.911	53.686
Impuesto diferido	82.546	56.560
Derechos fiduciarios en fideicomisos	940	904
Impuesto al patrimonio	150.275	150.275
Licencias, servidumbres y otros (1)	<u>143.392</u>	<u>150.164</u>
	447.946	465.535
Menos – Amortización Acumulada	<u>(107.413)</u>	<u>(92.168)</u>
	340.533	373.367
Menos – Porción corriente	<u>(940)</u>	<u>(905)</u>
	339.593	372.462

	2012	2011
Depósitos entregados en administración (Ver nota 19)	<u>193.855</u>	<u>201.147</u>
	<u>\$ 533.448</u>	<u>\$ 573.609</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a adquisición de servidumbres por \$91.946 (\$82.811 al 31 de diciembre de 2011), licencias y software por \$29.348 (\$ 9.934 al 31 de diciembre de 2011) y otros activos por \$14.417 (\$ 32.470 al 31 de diciembre de 2011).

11. INTANGIBLES

Crédito mercantil (1)	\$ 413.002	\$ 152.018
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT	979.481	933.122
Concesiones	966.686	533.925
Derechos convenio Chingaza	57.287	57.287
Otros derechos	<u>28.681</u>	<u>-</u>
	2.763.328	1.994.543
Menos – Amortización Acumulada	<u>(371.434)</u>	<u>(257.314)</u>
	<u>\$ 2.391.894</u>	<u>\$ 1.737.229</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el saldo del crédito mercantil es como sigue:

Crédito mercantil Transcogás (hoy TGI) (a)	\$ 42.531	\$ 42.531
Crédito mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368	69.368
Crédito mercantil EEC (c)	14.390	14.390
Crédito mercantil EEB Perú Holdings (d)	25.729	25.729
Crédito mercantil Promigás (e)	<u>260.984</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 413.002</u>	<u>\$ 152.018</u>

- (a) El crédito mercantil se originó por la adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. E.S.P. (hoy fusionada con TGI S.A. ESP.) en dos operaciones así:

- En junio de 2005 – Se adquirieron 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por USD\$12,500,000 a la tasa representativa del mercado (\$2.334,27 por USD\$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era \$10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$18.972.
- En julio de 2008 - EEB compró el 27,999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por \$33.000, quedando la participación de EEB en 99,99%. El valor patrimonial de la inversión era \$9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$23.559.

- (b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD\$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por

USDS\$30,154,335 (\$69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD\$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD\$50,078,471).

- (c) En febrero de 2009 - DECSA adquirió el 82,34 % del capital accionario de la EEC, representado en 3.268.886.843 acciones por \$218.332. El valor patrimonial de la inversión era \$ 203.942 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por \$14.390.
- (d) En febrero de 2011, EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. localizado en Islas Cayman por USD\$111,240,000. La adquisición originó un crédito mercantil por USD\$12,507,302 (\$25.729), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 31 de enero de 2011 (USD\$98,732,698) y el valor pagado por EEB (USD\$111,240,000).
- (e) En mayo de 2012, como resultado de la escisión de los vehículos de inversión (Ver Nota 9), EEB constituyó EEBGas Ltd. para mantener el 15,64% de la inversión en Promigás S.A. E.S.P., esta transacción generó un crédito mercantil por \$260.984, dada la diferencia entre el valor en libros recibido de los vehículos \$445.974 y el valor intrínseco de la inversión \$184.990 al 30 de abril de 2012.

12. VALORIZACIONES

	2012	2011
Inversiones (Ver Nota 9)	\$ 4.099.506	\$ 3.765.434
Propiedades, planta y equipo	<u>845.811</u>	<u>850.056</u>
	<u>\$ 4.945.317</u>	<u>\$ 4.615.490</u>

EEB - El avalúo técnico de propiedad, planta y equipo de EEB fue elaborado al corte 30 de septiembre de 2010 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición depreciado.

TGI - El avalúo técnico de propiedad, planta y equipo fue elaborado al corte 30 de junio de 2010 por la firma TF Asesores y Auditores Ltda.

EEC- El avalúo técnico de propiedad, planta equipo fue elaborado por Lonja de Propiedad Raíz de Bogotá al 31 de diciembre de 2011, bajo la metodología de costo de reposición depreciado. Adicionalmente se utilizó el método comparativo de mercado para la cuenta de equipo de transporte, tracción y elevación, como base para la estimación del valor de los activos.

13. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2012	2011
Obligaciones financieras:				
Bonos y Títulos Emitidos EEB (1)	6,125%	10/11/2021	1.087.796	1.190.088
RBS - Senior Notes TGI (2)	9,50%	03/10/2017	-	1.490.476
Bonos y Títulos Emitidos TGI (2)	5,70%	02/03/2022	1.347.170	-
Sindicado (IFC, CAF e ICF) (3)	Libor + 5,2% y 7%	15/10/2019	215.551	240.330
Citibank del Perú (8)	Libor + 2,5% y 3,15%	15/04/2020	53.492	-
Corporación Andina Fomento (4)	Libor + 1,6%	30/05/2020	177.147	194.661
Banco de Bogotá (5)	DTF + 1%	23/02/2014	50.367	-

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2012	2011
Banco de Bogotá	DTF + 1%	23/02/2012	-	100.554
Banco AV Villas	DTF + 1,29%	17/11/2012	-	60.343
Banco BBVA Colombia	5,7% EA	25/01/2012	-	50.267
Promigás	Libor + 1,6%	16/03/2014	39.728	41.063
Credit Suisse	Sin interés	10/08/2012	-	1.436
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	699	2.269
BBVA Banco Continental (6)	3,93% EA	17/01/2013	91.886	-
Sindicado Contugás (7)	Libor + 2,5% y 3,15%	28/02/2014	99.021	-
Banco Agrario	5,97% EA	02/01/2013	20.000	-
Banco AV Villas	6,32% EA	02/01/2013	18.430	-
Otras			<u>2.702</u>	<u>3.432</u>
Subtotal			3.203.989	3.374.919
Menos – Porción corriente			<u>(259.393)</u>	<u>(287.809)</u>
			<u>\$ 2.944.596</u>	<u>\$ 3.087.110</u>

- (1) En la sesión de Asamblea de Accionistas No. 61 realizada el 7 de octubre de 2011 se autorizó decretar la emisión de bonos bajo la regla 144 A regulación S, para financiar la recompra de las obligaciones existentes bajo el bono emitido en el 2007, por un monto hasta de US\$610 millones, sin incrementar el endeudamiento externo de la sociedad.

El 3 de noviembre de 2011 la EEB, realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por valor de USD\$610 millones (\$1.087.796 al 31 de diciembre de 2012 incluidos los intereses) a una tasa de 6,125% y un plazo de 10 años, haciendo efectiva la opción call del Bono y el 6 de diciembre de 2011 EEB International utilizó la opción call del bono y canceló la totalidad de la obligación.

- (2) En el 2007 TGI constituyó la filial TGI International Ltd. como vehículo de inversión para la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital. La emisión fue realizada por USD\$750 millones a 10 años con pagos de intereses semestrales en dólares a una tasa de interés de 9,50%. TGI garantiza en su totalidad la emisión de bonos realizada por su filial TGI International Ltd. En consecuencia, TGI International posee un pasivo en cabeza del Bank of New York que representa a los bonistas como agente.

En la sesión de Junta Directiva 68 del 16 de diciembre de 2011, se aprobó autorizar una o varias operaciones de manejo de deuda en la cual se sustituya el crédito senior suscrito con HOLLANDSCHE BANK-UNIE N.V (hoy ROYAL BANK OF SCOTLAND- RBS) fechado el 3 de octubre de 2007, el cual es espejo a los bonos emitidos por TGI International Ltd., en la misma fecha, por una o varias emisiones de bonos internacionales directamente realizada por TGI hasta por USD\$750 millones.

Entre el 2 de marzo de 2012 y 6 de abril de 2012, se cancelaron los bonos antes mencionados y TGI realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por valor de USD\$750 millones (\$1.347.170) al 31 de diciembre de 2012 incluidos los intereses a una tasa de 5,7% y un plazo de 10 años, haciendo efectiva la opción call del Bono.

- (3) El 16 de abril de 2010, el International Finance Corporation (IFC), la Corporación Andina de Fomento (CAF) y el Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) (los prestamistas), otorgaron a Calidda un crédito sindicado por USD\$135 millones, distribuidos así:

- IFC: USD\$50 millones de los cuales USD\$40 millones en categoría senior y USD\$10 millones en categoría subordinado.
- CAF: USD\$50 millones de los cuales, USD\$40 millones en categoría senior y USD\$10 millones en categoría subordinado.
- ICF: USD\$35 millones en categoría senior.

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen como finalidad principal el pago anticipado de préstamos, financiar la ampliación de la red principal y financiar la ampliación de otras redes. Los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual a solicitud de Calidda durante dos años, hasta el 20 de mayo de 2012, hasta completar los USD\$135 millones.

Este préstamo devenga intereses semestrales LIBOR a seis meses más 5,2% para la categoría senior (USD\$115 millones) y LIBOR a seis meses más 7% para la categoría subordinado (USD\$20 millones). Las amortizaciones son de forma semi-anales después de un periodo de gracia de dos años (categoría senior) y tres años (categoría subordinado). Así mismo, el principal de la categoría senior es pagadero en 16 cuotas semestrales desde el 16 de abril de 2012, hasta el 15 de octubre de 2019, mientras que el principal para la categoría subordinado es pagadero en 14 cuotas semestrales desde el 15 de abril de 2013 hasta el 15 de octubre de 2019.

- (4) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por USD\$100 millones.
- (5) El 17 de enero de 2013 la empresa canceló la obligación que tenía con el Banco de Bogotá cuyo vencimiento era 2014, con lo cual se muestra como parte de la porción corriente.
- (6) Corresponde a un pagaré emitido por el BBVA Banco Continental por el importe de USD\$50,000, cuyo vencimiento es el 17 de enero de 2013.
- (7) El 29 de agosto de 2012 Banco Davivienda, Banco de Bogotá S.A. New York Agency, Banco de Bogotá Panamá y el Banco de Crédito de Perú acordaron otorgar a Contugás un préstamo por US\$ 215 millones, los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual según las necesidades del flujo mensual de caja, durante una disponibilidad de 18 meses que vencen el 28 de febrero de 2014. En 2012 se desembolsaron US\$156 millones. Los fondos obtenidos tienen como finalidad cancelar la deuda con el BBVA Banco Continental y todos los costos y gastos asociados a la construcción y operación de la red de distribución de gas natural de Ica.

El préstamo está respaldado por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB y TGI, donde se comprometen incondicional e irrevocablemente frente a Contugás a realizar aportes de inmediata disposición al capital social de Contugás directamente o a través de afiliadas; o mediante el otorgamiento a favor de Contugás de deuda subordinada; en el caso de Contugás no cuenta con fondos suficientes y disponibles para realizar los pagos del contrato de crédito y las obras asociadas al sistema de distribución de gas natural en el Departamento de Ica.

- (8) Préstamo senior con el Citibank Perú S.A., por US\$30 millones, desembolsado en octubre de 2012 para el financiamiento de las inversiones en los bienes de la concesión. Las amortizaciones son semestrales desde el 15 de abril de 2013 y devenga una tasa de libor 3,4% y vence el 15 de abril de 2020.

La EEB y sus filiales cuentan con obligaciones financieras en moneda extranjera, como se detalla a continuación: al 31 de diciembre de 2012 asciende a USD\$1,736 (USD\$1,601

millones al 31 de diciembre de 2011), en Euros a €\$299,935 (€\$899,806 al 31 de diciembre de 2011) y en Francos Suizos a CHF\$0 (CHF\$691,130 al 31 de diciembre de 2011).

Los instalamentos de deuda de largo plazo pagaderos en los próximos años son como sigue:

Año	Valor
2014	\$ 163.251
2015	30.987
2016 y siguientes	<u>2.750.358</u>
	<u>\$ 2.944.596</u>

Covenants – TGI y EEB adquirieron los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades, bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión:

Para EEB –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta consolidada y el EBITDA consolidado no debe ser superior a 4,5:1,0.
- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

Para TGI –

- La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.8:1.0.

En el evento en que cualquiera de los compromisos anteriores se incumpla, la Empresa y sus subsidiarias restringidas (TGI S.A. E.S.P., TGI International Ltd., Decsa S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P., EEB Perú Holdings Ltd., Calidda S.A., Contugás S.A.C., Trecca S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S. y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrán las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus filiales no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.
- La Empresa y sus filiales no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad.
- La Empresa y sus filiales no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.
- La Empresa y sus filiales no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.
- La Empresa y sus filiales no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

- Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.
 - Que se reciba una contraprestación, que al menos el 75% de esta se encuentre representada en efectivo o inversiones temporales y que en los 270 días siguientes sea utilizada para pagar deuda o reinvertir en activos.
 - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD\$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.
- La Empresa y sus filiales no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a lo anterior, la Empresa y sus filiales no podrán efectuar ningún cambio en el tratamiento contable y prácticas de reportes financieros o en el tratamiento de impuestos, excepto lo exigido o permitido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados uniformemente durante los períodos.

Las restricciones anteriores no tendrán efecto si los bonos emitidos por EEB y TGI son calificados como grado de inversión, por al menos dos (2) de las calificadoras de riesgo.

14. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8,75% en dólares sobre un monto de USD\$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% sobre un monto nominal de \$311.220 (equivalente a los USD\$133 millones convertidos a una tasa spot de \$2.340,00). Producto de la operación de manejo de deuda mediante la cual se prepagó el crédito con Royal Bank of Scotland – RBS y se ejerció la opción de recompra del bono de EEB International Ltda., EEB realizó emisión de un nuevo bono con vencimiento en el 2021 y modifica la operación de cobertura con las siguientes condiciones: EEB recibe una tasa de interés del 6,125% en dólares sobre un monto de USD\$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 8,78% sobre un monto nominal de \$311.220 (equivalente a los USD\$133 millones convertidos a una tasa spot de \$2.340,00), con vencimiento en noviembre del 2014.

TGI con el fin de mitigar los efectos de las fluctuaciones en la tasa de cambio sobre la deuda en dólares adquirida por la emisión de bonos en el mercado internacional de capitales, en enero de 2009 y julio de 2010, (estas últimas liquidadas en octubre y noviembre de 2011), se celebraron operaciones de cobertura. Estas operaciones consisten en la combinación de swaps y forward donde la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nominal, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

En el mes de octubre y noviembre del 2011 liquidó dos coberturas, tal como se detalla a continuación, generando una pérdida en la liquidación por \$27.668:

Entidad	USD\$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Citibank N.A.	\$ 50,000,000	1.873,00	2.270,24	Octubre de 2017
Bank of América	\$ 50,000,000	1.904,00	2.414,00	Octubre de 2017

Al 31 de diciembre de 2012 TGI tienen suscritos los siguientes contratos de cobertura:

Entidad	USD\$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia	\$ 50,000,000	2.230,00	3.478,50	Octubre de 2017
Bancolombia	\$ 50,000,000	2.210,00	3.439,87	Octubre de 2017
Bancolombia	\$ 50,000,000	2.225,00	3.348,16	Octubre de 2017
Citibank N.A.	\$ 50,000,000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 las valoraciones de los contratos de cobertura son las siguientes:

	2012	2011
Derechos sobre operaciones de cobertura	\$ (369.153)	\$ (405.412)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	<u>609.166</u>	<u>603.597</u>
	<u>\$ 240.013</u>	<u>\$ 198.185</u>

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2012 generó una pérdida neta por \$50.766 (\$66.672 al 31 de diciembre de 2011), conformada por un ingreso por \$5.967 y un gasto por \$56.733 (ingreso por \$4.929 y gasto por \$71.601 al 31 de diciembre de 2011) (Ver Notas 27 y 28).

15. CUENTAS POR PAGAR

Proveedores nacionales (1)	\$ 173.453	\$ 96.947
Acreedores varios (2)	68.181	31.741
Dividendos por pagar (3)	277	308
Impuestos por pagar (4)	84.636	121.450
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	1.848	964
Depósitos recibidos de terceros (5)	30.045	22.180
Compañías vinculadas (Nota 16)	2.368	22.146
Otras	<u>-</u>	<u>233</u>
	360.808	295.969

	2012	2011
Menos - Porción largo plazo	<u>(70.255)</u>	<u>(75.313)</u>
	<u>\$ 290.553</u>	<u>\$ 220.656</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a facturas pendientes de pago a proveedores y contratistas de: Calidda por \$61.226, EEC por \$32.746, TGI por \$11.466, Contugás \$37.412 y Trecca \$29.611. Al 31 de diciembre de 2011 incluye las facturas pendientes de pago a proveedores y contratistas de: Calidda por \$45.259, EEC por \$27.930 y TGI por \$7.703.
- (2) Al 31 de diciembre de 2012 incluye principalmente comisiones, honorarios y servicios por \$13.333, aportes por devolver por derechos de conexión, cargo y sobrecargo (Calidda) por \$39.138 y subsidios asignados por EEC \$10.163. Al 31 de diciembre de 2011 incluye principalmente comisiones, honorarios y servicios por \$20.137, aportes por devolver (Calidda) por \$6.358 y otros acreedores por \$4.148.
- (3) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde al saldo de los dividendos decretados según Acta de Asamblea General de Accionistas número 063 del 14 de marzo de 2012, donde se autorizó distribuir dividendos por \$319.694, correspondiente a las utilidades del periodo de enero a diciembre de 2011 y otras reservas.
- (4) Al 31 de diciembre de 2012 incluye principalmente el impuesto al patrimonio por \$79.195, dividido entre corto y largo plazo. Para el 2011 incluía \$37.597 en el corto plazo y \$75.195 en el largo plazo (Ver Nota 21).
- (5) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a retenciones sobre contratos practicadas por TGI por \$28.276. Al 31 de diciembre de 2011 corresponde principalmente a retenciones sobre contratos practicadas por TGI por \$16.783 y depósitos de Kreditansantal Fur Wiederaufbau (KFW) por \$1.464.

16. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

Activo:

Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 3.764	\$ 3.818
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>482</u>	<u>467</u>
	<u>4.246</u>	<u>4.285</u>

Dividendos por cobrar:

Codensa S.A. E.S.P.	58.443	167.941
Emgesa S.A. E.S.P.	85.382	39.727
Promigás S.A. E.S.P.	<u>10.643</u>	<u>-</u>
	<u>154.468</u>	<u>207.668</u>

Subtotal cuentas por cobrar y dividendos

	<u>\$ 158.714</u>	<u>\$ 211.953</u>
--	-------------------	-------------------

Pasivo:

Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 15)

Codensa S.A. E.S.P. (1)	1.439	20.976
Emgesa S.A. E.S.P.	929	1.150

	2012	2011
Otros	-	20
	<u>\$ 2.368</u>	<u>\$ 22.146</u>

- (1) Corresponde principalmente a anticipos entregados en 2011 por CODENSA S.A. E.S.P. a la Empresa de Energía de Cundinamarca por concepto de cobros por el STR (Sistema de Transmisión Regional) y la facturación de ADD (Áreas de Distribución).

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas, adicionales a los dividendos recibidos descritos en la Nota 9:

Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 2.344	\$ 1.643
Codensa S.A. E.S.P.	<u>1.579</u>	<u>1.043</u>
	<u>\$ 3.923</u>	<u>\$ 2.686</u>
Ingresos por dividendos:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 69.624	\$ 80.538
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>345.963</u>	<u>237.157</u>
	<u>\$ 415.587</u>	<u>\$ 317.695</u>
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P. (2)	\$ 31.455	\$ 33.243
Codensa S.A. E.S.P. (3)	<u>15.388</u>	<u>14.039</u>
	<u>\$ 46.843</u>	<u>\$ 47.282</u>

- (2) Corresponde principalmente a compras de energía en bloque realizadas por la EEC durante el periodo.
- (3) En marzo de 2009 la EEC suscribió oferta mercantil con Codensa S.A. E.S.P. con duración de 4 años, cuyo objeto es ofrecer servicios de asistencia técnica en la gestión, explotación, operación y mantenimiento de los activos de la Empresa, cuyo pago incluye: i) los gastos reembolsables incurridos más un margen del 15%, este reembolso se realizará trimestralmente, ii) y una comisión de éxito equivalente al 7% del valor que se incrementa el EBITDA con respecto al EBITDA del año anterior.

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB firmó dos contratos con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de Transcogás y TGI. Estos contratos se firmaron en el año 2006 y 2009, respectivamente, con un plazo de 20 años cada uno. El contrato firmado por Transcogás fue cedido en el 2010 a TGI producto de la fusión de estas dos compañías. El pago anual para el 2012 y 2011 corresponde al 1,4% y 1,5%, del EBITDA de TGI, respectivamente.

Acuerdos de servicios filiales del exterior: EEB suscribió con Contugás S.A.C., Trecca S.A. y EEB Ingeniería y Servicios S.A. contratos de acuerdos de servicios para brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social. Los contratos fueron suscritos el 15 de julio de 2011 con Contugás S.A.C. y Trecca S.A. y el 10 de diciembre de 2012 con EEB Ingeniería y Servicios S.A. El pago anual está basado en los costos directos e indirectos en los que haya incurrido el contratista y un margen de utilidad que estará definido en función de la respectiva actividad.

Compromisos: La empresa es garante de las obligaciones financieras suscritas por Contugás en agosto de 2012 y los suscritos por Consorcio Transmantaro S.A. en el 2011 y 2009.

Precios de transferencia: Dando cumplimiento a la normatividad tributaria sobre precios de transferencia, la Empresa estableció bajo un estudio de precios de mercado los márgenes que podría cobrar sobre las actividades desarrolladas. Para los servicios administrativos estableció un margen del 9,14% (9,89% para 2011) y para los servicios de asistencia técnica el 5,94% (6,51% para 2011).

Operaciones con administradores: Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 no hubo entre la empresa y los directores, miembros de Junta Directiva, ni entre la empresa y personas jurídicas en las cuales los directores sean a su vez representantes legales o accionistas con una participación igual o superior al 10%, transacciones de las siguientes clases:

- a) Préstamos sin intereses o contraprestación, ni servicios sin costo.
- b) Préstamos que impliquen para el mutuario una obligación que no corresponda a la esencia o naturaleza del contrato de mutuo.
- c) Operaciones cuyas características difieran de las realizadas con terceros.

17. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	2012	2011
Cuota de fomento (1)	\$ 1.751	\$ 1.588
Impuesto de transporte (2)	7.519	6.829
Encargo fiduciario- Gasoducto del Ariari	2.558	1.908
Otros	<u>1.258</u>	<u>1.255</u>
	<u>\$ 13.086</u>	<u>\$ 11.580</u>

(2) **Cuota de fomento** - Corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que TGI factura y recauda de los remitentes del sistema nacional de transporte de gas por el gas efectivamente transportado de acuerdo a lo estipulado en la Ley 401 de 1997. Este fondo especial es transferido al Ministerio de Minas y Energía.

(3) **Impuesto de transporte** - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, TGI trimestralmente factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con

base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

18. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

	2012	2011
Provisión para contingencias (1)	\$ 61.498	\$ 70.732
Otras provisiones (2)	<u>74.363</u>	<u>70.950</u>
	135.861	141.682
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(85.333)</u>	<u>(96.096)</u>
	<u>\$ 50.528</u>	<u>\$ 45.586</u>

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Acción de grupo – Por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña, en el año 2001 se interpusieron acciones de grupo y otras acciones jurídicas contra EEB, Emgesa y la CAR, durante las audiencias y consideraciones judiciales, se concluyó que la problemática se centraba principalmente en la contaminación de las aguas del río Bogotá, por lo cual se aceptó que estos procesos fueron acumulados con otros de similar naturaleza. Actualmente, este proceso judicial se encuentra en trámite de segunda instancia ante el Consejo de Estado.

Con el propósito de atender este proceso, EEB, Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), convocaron en el año 2003, una mesa con reconocidos expertos internacionales en materia de saneamiento de activos hídricos, quienes recomendaron una metodología técnica para la recuperación ambiental y paisajística del embalse Muña.

De acuerdo con las conclusiones y recomendaciones señaladas por la mesa de expertos, EEB conjuntamente con Emgesa, presentaron ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, un Pacto de Cumplimiento el cual fue aprobado, según consta en la sentencia de primera instancia.

La evolución técnica de las obras que conformaban el Pacto de Cumplimiento, indicaron la necesidad de realizar algunas modificaciones en el contenido del mismo, por lo tanto, se convocó nuevamente una Segunda Mesa de Expertos en el año 2005, las modificaciones fueron debatidas, expuestas y aprobadas por el comité de verificación convocado por la señora Magistrada Ponente de primera instancia.

En la actualidad se lleva a cabo un riguroso plan de mantenimiento tal y como lo ordenó la sentencia de primera instancia hasta que se pronuncie el Consejo de Estado.

Por último, es preciso mencionar que este tipo de acciones judiciales dada su naturaleza son de difícil cuantificación, lo que se pretende con ellas es la realización de actividades tendientes a mitigar la vulnerabilidad de un derecho colectivo y no un fin de carácter económico. De acuerdo al análisis de riesgo realizado por la Empresa con el apoyo de sus asesores externos esta contingencia está clasificada como remota.

Otras contingencias – Al 31 de diciembre de 2012, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a \$161.951 (\$109.218 al 31 de diciembre

de 2011). Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado \$61.498 (\$70.732 al 31 de diciembre de 2011) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

(1) Las provisiones para contingencias corresponden a:

	2012	2011
Administrativas	\$ 8.749	\$ 17.060
Civiles	11.832	11.157
Laborales (a)	35.164	37.583
Fiscales y otros	<u>5.753</u>	<u>4.932</u>
	<u>\$ 61.498</u>	<u>\$ 70.732</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde principalmente a la provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la EEB por \$32.744 (\$35.767).

(2) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, corresponde principalmente a:

Provisión compra de energía	\$ 6.095	\$ -
Provisión opción de compra BOMT	4.879	5.360
Provisión para impuestos (a)	23.676	24.511
Provisión prestaciones sociales	2.200	1.250
Provisión cuotas partes pensionales (calculo actuarial)	24.451	24.325
Provisión pasivos estimados cierre y otros	<u>13.062</u>	<u>15.504</u>
	<u>\$ 74.363</u>	<u>\$ 70.950</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde a provisión de renta por \$19.687 (\$18.707 al 31 de diciembre de 2011) y otras obligaciones fiscales por \$3.989 (\$5.804 al 31 de diciembre de 2011).

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 304.852	\$ 314.565
Menos – Porción corriente	<u>(32.639)</u>	<u>(32.536)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 272.213</u>	<u>\$ 282.029</u>

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de pensiones de jubilación es:

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 25)	<u>\$ 25.575</u>	<u>\$ 25.938</u>
--	------------------	------------------

Cálculo actuarial - El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2012 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente.

- Para la EEB se tuvo en cuenta una tasa nominal anual del 3,26% y una tasa real del 4,8% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2012 y 2011 fueron 1.874 y 1.917.
- Para la EEC se utilizó una tasa de descuento para cuantificar el pasivo laboral contingente y su costo del 8% anual y la tasa de incremento a las pensiones es equivalente a la inflación definida en 3.50% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2012 y 2011 fueron 321.

Fondo de pensiones EEB- En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio “Pensiones Energía”, con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2007 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2012, el Fondo de Pensiones asciende a \$193.855 (\$201.147 al 31 de diciembre de 2011), los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo (Ver Nota 10). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2012, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por \$1.304 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por \$1.779, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2011.

Beneficios médicos y otras prestaciones adicionales - En adición al pasivo por pensiones de jubilación, EEB y EEC registran el pasivo por beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a que tienen derecho los pensionados, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Para EEC estos beneficios se incluyeron a partir del 1 de enero de 2009. Los beneficios incluidos, se determinaron por medio de un cálculo actuarial, teniendo en cuenta los acuerdos laborales vigentes. Por lo tanto, se está

provisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio.

	2012	2011
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 35.519	\$ 40.039
Menos – Porción corriente	<u>(4.256)</u>	<u>(4.256)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 31.263</u>	<u>\$ 35.783</u>
20. OTROS PASIVOS		
Impuesto diferido (1)	\$ 161.731	\$ 129.310
Ingresos recibidos por anticipado (2)	14.001	9.016
Otros (3)	<u>103</u>	<u>40.233</u>
	175.835	178.559
Menos – Porción corriente	<u>(502)</u>	<u>(373)</u>
	<u>\$ 175.333</u>	<u>\$ 178.186</u>

- (1) Para EEB y TGI filial del grupo en Colombia, el impuesto diferido pasivo asciende a \$30.872 (\$25.719 al 31 de diciembre de 2011) y \$127.541 (\$97.006 al 31 de diciembre de 2011), respectivamente, el cual se genera por las diferencias presentadas en el cálculo de la depreciación por la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable y la valoración de las coberturas, y por la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable de la plusvalía derechos de negocio registrados en TGI, de igual forma la subsidiaria Calidda tiene registrado un impuesto diferido pasivo por \$3.318 (\$6.585 al 31 de diciembre de 2011) que corresponde principalmente a las diferencias de depreciación y amortización contable frente a la fiscal.
- (2) Al 31 de diciembre de 2012 incluye principalmente ventas diferidas de Calidda por \$11.415 (\$6.408 al 31 de diciembre de 2011), correspondientes a derechos de conexión cancelados por clientes los cuales aún no han sido conectados a la red, en el momento en que se efectúe la conexión se reconocerá el ingreso. Igualmente, al 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluye el pago anticipado del contrato de usufructo suscrito en el 2008 por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) durante veinte años, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones, así mismo, se incluyen depósitos recibidos de terceros EEC.
- (3) Al 31 de diciembre de 2011 incluye otros pasivos de Calidda por conceptos de “Cargo y sobrecargo” por \$21.410 correspondiente a pagos efectuados por los clientes interesados en conectarse al sistema, para que la solicitud sea calificada como económicamente viable, estos saldos son reembolsables siempre que dichos montos sean incorporados y reconocidos por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la inversión en Energía y Minería) en la base tarifaria. Igualmente, incluye \$18.823 por concepto de “Aportes de clientes potenciales” los cuales corresponden a abonos efectuados por clientes calificados como viables económicamente para adelantar la ejecución de obras de conexión al sistema, la devolución de estos saldos se efectúa mediante descuentos en las facturas de consumo. Para el año 2012 estas cuentas se reclasificaron e incluyeron como cuentas por pagar (Ver Nota 15).

21. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa y sus filiales colombianas están sujetas al impuesto sobre la renta a una tarifa aplicable del 33% sobre la renta líquida.

El detalle de la cuenta de impuestos, gravámenes y tasas es el siguiente:

	2012	2011
Impuesto al patrimonio (1) (Ver nota 15)	\$ 75.195	\$ 112.792
Retenciones de impuestos	7.207	7.408
Impuesto sobre las ventas por pagar	1.482	592
Otros impuestos y contribuciones	<u>752</u>	<u>658</u>
	<u>\$ 84.636</u>	<u>\$ 121.450</u>

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios se descompone así:

Impuesto corriente del año	\$ 67.947	\$ 46.706
Efecto del impuesto sobre la renta diferido, neto	<u>6.485</u>	<u>10.633</u>
	<u>\$ 74.432</u>	<u>\$ 57.339</u>

- (1) Las filiales del grupo domiciliadas en Colombia liquidaron el impuesto al patrimonio tomando como base el patrimonio líquido poseído al 1 de enero de 2011 a una tarifa del 4,8% más el 25% de la sobretasa. Las declaraciones se presentaron en mayo de 2011 y su pago se efectuará en ocho cuotas iguales en los meses de mayo y septiembre durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014.

Para el año 2011, las empresas causaron y contabilizaron \$150.389 del impuesto al patrimonio y su sobretasa con cargo a la cuenta cargos diferidos. Durante el 2012 se cancelaron las 3 y 4 cuotas por \$37.597 (\$37.597 al 31 de diciembre de 2011), amortizándolas con cargo al resultado del ejercicio, con lo cual el saldo de la cuenta por pagar al 31 de diciembre de 2012 es \$75.195.

22. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado de la matriz es de 44.216.417.910 acciones de valor nominal de \$53,60 cada una, de las cuales 9.181.177.017 acciones estaban suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011, distribuidas así:

	Número de acciones	%
Distrito Capital	7.003.161.430	76,277382
Ecopetrol S.A.	631.098.000	6,873824
Otros accionistas minoritarios	<u>1.546.917.587</u>	<u>16,848794</u>
	<u>9.181.177.017</u>	<u>100,00</u>

Emisión de Acciones - En la Asamblea General de Accionistas No.60 en su reunión extraordinaria celebrada el 9 de agosto de 2011, autorizó la emisión de acciones hasta un \$1 billón de pesos, y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley para realizar la emisión de las nuevas acciones.

Reducción de capital – En la Asamblea General de Accionistas No. 56 en su reunión extraordinaria celebrada el 30 de julio de 2010, autorizó la reducción de capital por \$204.721 millones y ordenó a la administración adelantar los trámites de ley ante las autoridades competentes para obtener su aprobación. La Empresa fue autorizada por parte de la Superintendencia de Sociedades de acuerdo con la resolución No. 341-012454 notificada el 18 de enero de 2011.

El 4 de marzo de 2011 la Empresa se notificó de la resolución 00458 mediante la cual le Ministerio de la Protección Social aprobó la disminución de capital solicitada. El 7 de abril de 2011 la Empresa realizó el correspondiente reembolso de aportes a sus accionistas modificando el valor nominal por acción, el cual pasó de \$7.744,03 a \$5.360 por acción.

Fraccionamiento “Split” de acciones – En marzo de 2011, la Asamblea General de Accionistas No. 58 aprobó el fraccionamiento de sus acciones dividiendo cada una en 100 acciones. Como resultado de esta división, el valor nominal por acción pasó de \$5.360 a \$53,60.

Prima en colocación de acciones – La emisión y colocación de acciones realizada por la Empresa durante 2011 arrojó una prima en colocación de acciones de \$740.387 millones

Revalorización del patrimonio – La revalorización de patrimonio no puede distribuirse como utilidades pero puede capitalizarse.

Reserva legal – De acuerdo con la ley colombiana, la empresa debe transferir como mínimo el 10% de las utilidades del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, pero puede ser utilizada para absorber pérdidas.

Reserva para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas – Para efectos de que las utilidades del ejercicio 1997 disfruten de la exención del impuesto sobre la renta del artículo 211 del Estatuto Tributario, éstas fueron apropiadas como reserva para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas para la prestación del servicio público domiciliario.

Reserva Decreto 2336 de 1995 – Dando cumplimiento al decreto 2336 de 1995, que trata sobre realización de las utilidades generadas por la aplicación de métodos especiales de valoración de inversiones, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas en su sesión No. 63 ordenó incluir \$65.371 en ésta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – diciembre de 2011.

Reserva ocasional Art. 130 de ET– Con el fin de dar cumplimiento al artículo 130 del Estatuto Tributario por exceso de la depreciación fiscal deducible del impuesto de renta, la Asamblea General de Accionistas en su sesión No. 63 ordenó incluir \$6.363 en esta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – diciembre de 2011.

Otras reservas ocasionales –La Empresa no ha distribuido como utilidades a favor de los accionistas las utilidades obtenidas por la diferencia en cambio (neta), las cuales se generan por movimientos contables y no han sido realizadas como ganancias efectivas. La Asamblea General de Accionistas en su sesión No. 63 ordenó incluir \$19.015 en esta reserva con cargo a las utilidades del periodo enero – diciembre de 2011.

23. COSTOS DE VENTAS

	2012	2011
Transmisión de energía:		
Servicios personales	\$ 6.254	\$ 5.941
Generales	1.669	2.317
Depreciaciones	13.930	13.822
Amortizaciones	580	807
Arrendamientos	54	39
Honorarios, comisiones y servicios	2.918	2.203
Contribuciones	10.283	9.866
Operación y mantenimiento	6.720	4.939
Servicios públicos	25	42
Seguros	2.011	2.301
Impuestos	978	880
	<hr/>	<hr/>
Subtotal transmisión de energía	45.422	43.157
Distribución de energía:		
Servicios personales	12.401	11.172
Contratos, convenios y otros generales	33.163	14.492
Depreciaciones	6.677	5.527
Amortizaciones	1.623	1.092
Arrendamientos	329	152
Honorarios, comisiones y servicios	2.901	17.816
Operación y mantenimiento	16.138	18.659
Impuestos	3.413	3.255
Seguros	446	339
Compras de energía	89.115	83.707
Uso de líneas redes y ductos	35.043	34.487
	<hr/>	<hr/>
Subtotal distribución de energía	201.249	190.698
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	18.484	14.339
Gas combustible compresoras y otros generales	44.583	34.747
Honorarios, comisiones y servicios	1.027	1.389
Depreciaciones	84.627	64.137
Amortizaciones	29.432	30.675

	2012	2011
Arrendamientos	9.554	7.542
Operación y mantenimiento	52.778	46.441
Seguros	<u>12.036</u>	<u>9.635</u>
Subtotal transporte de gas natural	<u>252.521</u>	<u>208.905</u>
Distribución de gas natural:		
Comisiones, honorarios y servicios	93.123	80.606
Instalaciones para terceros y otros generales	32.478	17.369
Operación y mantenimiento	183.983	163.868
Amortizaciones	<u>14.904</u>	<u>14.138</u>
Subtotal distribución de gas natural	<u>324.488</u>	<u>275.981</u>
	<u>\$ 823.680</u>	<u>\$ 718.741</u>

24. OTROS INGRESOS

Recuperaciones (1)	\$ 56.369	\$ 38.522
Utilidad en venta de propiedades	2.149	933
Arrendamientos	4.793	4.671
Honorarios y servicios	2.304	1.579
Extraordinarios	<u>7.557</u>	<u>2.006</u>
	<u>\$ 73.172</u>	<u>\$ 47.711</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, corresponden a:

Recuperación provisiones (a)	\$ 42.017	\$ 30.874
Ajustes de ejercicios anteriores	-	3.915
Recuperaciones por siniestros e indemnizaciones	9.558	226
Recuperaciones cuotas partes pensionales	2.152	2.104
Recuperaciones compartibilidad pensonal	2.580	1.386
Otros	<u>62</u>	<u>17</u>
	<u>\$ 56.369</u>	<u>\$ 38.522</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2012 corresponde a recuperación de provisiones de inventarios, deudores, pensiones y contingencias por \$35.345 y a recuperaciones de costos y gastos por \$6.672. Al 31 de diciembre de 2011 incluye principalmente recuperaciones por reversión de la provisión de los activos fijos recibidos del BOMT Centragás por \$16.580, reversión provisión inventarios por \$2.547, reversión provisión bonificaciones \$1.020, ajuste a la provisión del cálculo actuarial por \$3.891, ajuste a provisión para contingencias \$2.837, recuperación provisión inversiones por \$1.199 y recuperaciones de cartera por \$1.118.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el

sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

Al 31 de diciembre de 2011 se presentan otros ingresos de la unidad de negocio de transmisión por \$2.204 (\$812 al 31 de diciembre de 2011) correspondientes principalmente a aprovechamientos, arrendamientos, honorarios, intereses, diferencia en cambio.

25. GASTOS NO OPERACIONALES

	2012	2011
Servicios personales	\$ 15.022	\$ 13.116
Contribuciones imputadas	3.604	4.066
Contribuciones efectivas	4.413	4.325
Aportes sobre nómina	402	367
Pensiones de jubilación (Ver Nota 19)	25.575	25.938
Cuotas partes pensionales	26.005	495
Estudios y proyectos	3.241	1.176
Comisiones, honorarios y servicios	10.345	27.022
Servicios públicos	313	165
Publicidad y propaganda	3.793	3.608
Suscripciones y afiliaciones	256	259
Impuestos (1)	51.715	58.645
Vigilancia y seguridad	960	851
Comunicación y transporte	1.024	847
Mantenimiento, materiales y suministros	2.133	1.214
Seguros	1.481	1.595
Otros gastos generales	4.673	2.871
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(8.239)</u>	<u>(7.278)</u>
	<u>\$ 146.716</u>	<u>\$ 139.282</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluye:

Impuesto al patrimonio	\$ 38.571	\$ 38.455
Gravamen al movimiento financiero	1.613	7.137
Impuesto de industria y comercio	7.338	5.597
Impuesto predial	1.184	1.145
Impuesto a las ventas no descontable	2.663	5.258
Otros impuestos y contribuciones	<u>346</u>	<u>1.053</u>
	<u>\$ 51.715</u>	<u>\$ 58.645</u>

A continuación se relaciona el número de empleados activos de la Empresa y sus filiales a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Empleados de dirección y confianza	124	107
Otros empleados	<u>72</u>	<u>57</u>
Total empleados EEB	<u>196</u>	<u>164</u>

	2012	2011
Empleados de dirección y confianza	88	83
Otros empleados	<u>243</u>	<u>121</u>
Total empleados TGI	331	204
Empleados de dirección y confianza	18	36
Otros empleados	<u>65</u>	<u>47</u>
Total empleados Contugás	83	83
Empleados de dirección y confianza	44	12
Otros empleados	<u>96</u>	<u>58</u>
Total empleados Trecca	<u>140</u>	<u>70</u>
Total	<u><u>750</u></u>	<u><u>521</u></u>
26. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN		
Depreciaciones	\$ 991	\$ 1.317
Amortizaciones	16.009	7.499
Provisión para protección de inversiones	18	13
Provisión para deudores	1.741	8.551
Provisión para contingencias	<u>3.080</u>	<u>3.565</u>
	<u><u>\$ 21.839</u></u>	<u><u>\$ 20.945</u></u>
27. INGRESOS FINANCIEROS		
Dividendos	\$ 524.542	\$ 347.228
Rendimiento patrimonio autónomo pensiones	18.190	11.766
Utilidad en venta de inversiones	8.968	7.451
Intereses y rendimientos	31.410	35.362
Otros ingresos financieros	2.388	2.223
Utilidad en valoración de coberturas	<u>5.967</u>	<u>4.929</u>
	<u><u>\$ 591.465</u></u>	<u><u>\$ 408.959</u></u>
28. GASTOS FINANCIEROS		
Intereses (1)	\$ 194.674	\$ 273.475
Comisiones (2)	127.272	55.581
Operaciones de cobertura (Ver Nota 14)	56.733	71.601
Otros gastos financieros	<u>2.362</u>	<u>1.133</u>
	<u><u>\$ 381.041</u></u>	<u><u>\$ 401.790</u></u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde a los intereses causados en la presente vigencia, por los créditos suscritos por la Empresa, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás.
- (2) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde principalmente a los gastos por restructuración de la deuda externa e interna por \$123.693 (\$32.090 al 31 de diciembre de 2011), la valoración de derechos fiduciarios y comisión por la administración de los mismos por \$0 (\$333 al 31 de diciembre de 2011), gastos bancarios por \$111 (\$32 al 31 de diciembre de 2011).

29. CUENTAS DE ORDEN

	2012	2011
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	\$ 227.469	\$ 57.287
Fiscales	1.052.481	848.089
Otras cuentas deudoras	<u>8.668</u>	<u>40.400</u>
	<u>1.288.618</u>	<u>945.776</u>
Responsabilidades contingentes:		
Garantías y avales otorgados (1)	-	1.458.605
Bienes entregados en garantía (2)	81.241	87.477
Otras garantías contractuales	<u>-</u>	<u>46.621</u>
	<u>81.241</u>	<u>1.592.703</u>
Litigios o demandas:		
Civiles	36.818	16.863
Laborales	4.565	6.672
Administrativas	<u>59.070</u>	<u>14.951</u>
	<u>100.453</u>	<u>38.486</u>
Contratos de servicios	145.862	120.649
Órdenes de compra	2.944	3.179
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	<u>198.576</u>	<u>217.077</u>
	<u>839.493</u>	<u>833.016</u>
	<u>\$ 2.309.805</u>	<u>\$ 3.409.981</u>

- (1) Corresponde a la garantía otorgada a TGI INTERNATIONAL LTD., por la emisión internacional de bonos por valor de USD\$750,000,000 con vencimiento el 3 de octubre de 2017 y una tasa de interés en dólares de 9,50%, dichos bonos fueron pre-pagados y remplazados en marzo de 2012 por nuevos bonos emitidos directamente por TGI.
- (2) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponde al valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha Empresa con entidades financieras.

30. REFORMA TRIBUTARIA

Reforma tributaria – A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2013 y siguientes, introducidas por la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012:

Impuesto sobre la Renta y Complementarios – Se modifica la tarifa sobre la renta gravable de las personas jurídicas al 25% a partir del 1 de enero de 2013.

Impuesto sobre la renta para la equidad CREE – Se crea a partir del 1 de enero de 2013 el impuesto sobre la renta para la equidad. Este impuesto se calcula con base a los ingresos brutos obtenidos menos los ingresos no constitutivos de renta, costos, deducciones, rentas exentas y ganancias ocasionales; a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa aplicable será del 9%.

Dentro de la depuración de la base para la liquidación del impuesto CREE no se permite la compensación de la renta del periodo gravable, con pérdidas fiscales o excesos de renta presuntiva de periodos anteriores.

Exoneración de Aportes – Se exonera a las personas jurídicas declarantes del Impuesto a la Renta y Complementarios del pago de aportes parafiscales a favor del Servicio Nacional del Aprendizaje – SENA y del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar – ICBF, correspondientes a los trabajadores que devenguen, individualmente considerados, hasta diez (10) salarios mínimos legales vigentes. Esta exoneración comienza a partir del momento en que se implemente el sistema de retenciones en la fuente para el recaudo del impuesto sobre la renta para la equidad CREE (y en todo caso antes del 1 de julio de 2013).

Normas Contables – Se establece que únicamente para efectos tributarios las remisiones contenidas en las normas tributarias a las normas contables, continuarán vigentes durante los 4 años siguientes a la entrada en vigencia de las Normas Internacionales de Información Financiera. En consecuencia, durante el tiempo citado, las bases fiscales de las partidas que se incluyan en las declaraciones tributarias continuarán inalteradas. Así mismo, las exigencias de tratamientos contables para el reconocimiento de situaciones fiscales especiales perderán vigencia a partir de la fecha de aplicación del nuevo marco regulatorio contable.

Obligación de informar los estados financieros consolidados por parte de los Grupos Empresariales – Se establece, que a más tardar el 30 de junio de cada año, los grupos económicos y/o empresariales debidamente registrados deberán remitir en medios magnéticos a

la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales sus estados financieros consolidados, junto con sus respectivos anexos.
