

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 2014 y
2013 e Informe del Revisor Fiscal, sujetos a
aprobación de la Asamblea General de
Accionistas.***

INFORME DEL REVISOR FISCAL SUJETO A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

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

1. 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 2014 y 2013, 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.
2. 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.
3. 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 Empresa matriz 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 consolidados. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

4. 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 2014 y 2013, los resultados consolidados 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.
5. Según se explica en la nota 1 a los estados financieros, durante el año 2014 la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P aumentó su participación accionaria en su controlada Transportadora Internacional de Gas S.A. E.S.P. a través de su filial española Inversiones en Energía Latino América Holdings. Dado que el costo de adquisición pagado por estas acciones fue de \$1.641.569 millones, dicha inversión fue registrada a su valor intrínseco por \$991.579 millones y la diferencia por \$649.990 millones como un crédito mercantil al 31 de octubre de 2014. La recuperación de este crédito mercantil dependerá del éxito futuro de las operaciones de Transportadora Internacional de Gas S.A. E.S.P. y de las decisiones que se tomen sobre el futuro de las operaciones de Inversiones en Energía Latino América Holdings.
6. Según lo dispuesto por el Decreto 1314 del año 2009 y normas complementarias, la EEB deberá presentar sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), por consiguiente, el crédito mercantil descrito en el párrafo 5 deberá presentarse, según NIIF, disminuyendo el patrimonio neto en los estados financieros consolidados de EEB al 31 de diciembre de 2014.
7. Filiales - Como se explica en la Nota 1 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, el informe de los auditores externos informa que:
 - a) *Contugas S.A.C.*: Se encuentra atendiendo un proceso ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional de New York, interpuesto por el consorcio responsable de la construcción e instalación del sistema de distribución de gas natural en el Departamento de Ica, cuyas pretensiones ascienden a US\$ 80 millones. A la fecha de este informe, el resultado final de este proceso es incierto; por consiguiente, no se han registrado provisiones en los estados financieros de la filial, hasta tanto no se den progresos importantes o se conozca el resultado final del mismo.
 - b) *Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.*: Debido a la negativa de propietarios o poseedores para la constitución de servidumbres de derechos de paso, dificultades técnicas y/o jurídicas en la suscripción de contratos de conexión, que están fuera del control de la Compañía, el Ministerio de Energía y Minas aprobó la calificación de fuerza mayor o caso fortuito, por lo que decidió prorrogar el plazo de ejecución de las obras de transmisión por 23 meses. En consecuencia, las obras deberán

estar concluidas el 18 de septiembre de 2015. Al 31 de diciembre de 2014, la Administración considera que no podrá cumplir con el plazo establecido, por lo que ha presentado una nueva solicitud de ampliación del término de construcción. A la fecha de la emisión de nuestro informe, se desconoce si el Ministerio de Energía y Minas aprobará la misma o si mantiene la fecha del 18 de septiembre de 2015.

- c) *Transportadora de Energía de Centroamérica S.A – TRECSA S.A. y Contugas S.A.C.*, las filiales iniciaron operaciones comerciales en 2014 y, en consecuencia, el cumplimiento de los planes de negocio, dependerán primordialmente del desarrollo de los proyectos en las zonas de influencia de las Compañías. Estos proyectos han sido incluidos en los flujos de caja que sirvieron para medir el valor de recuperación de los activos de largo plazo y para concluir acerca de la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, cuya evolución dependerá del éxito de sus operaciones futuras y del apoyo financiero de sus accionistas.

Los estados financieros no incluyen ningún ajuste que pudiera resultar de los asuntos descritos en el numeral 7 (a), (b) y (c).



LILIBETH MATTA DE ANTONIO
Revisor Fiscal
T.P. 165.166 - T

Designada por Deloitte & Touche Ltda.

25 de febrero 2015.

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

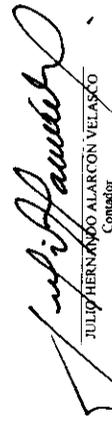
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS
(En millones de pesos colombianos).

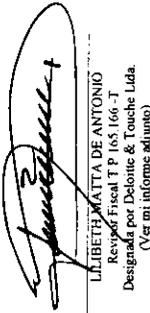
	2014	2013	2014	2013
ACTIVOS			PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	
ACTIVO CORRIENTE			PASIVO CORRIENTE	
Efectivo (Nota 4)	\$ 1 012,603	\$ 983,713	Obligaciones financieras (Nota 13)	\$ 124,456
Inversiones temporales (Nota 5)	811,660	672,203	Operaciones de cobertura (Nota 14)	11,306
Diferencia, neto (Nota 6)	1,430,110	642,432	Cuentas por pagar (Nota 15)	1 480,597
Inventarios, neto (Nota 7)	110,069	100,183	Obligaciones laborales	37,113
Gastos pagados por anticipado	7,043	7,044	Recaudos a favor de terceros (Nota 17)	18,360
Otros activos, neto (Nota 10)	13,572	12,979	Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	25,708
Total activo corriente	3,394,057	2,418,574	Pensiones de jubilación (Nota 19)	30,661
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	3,750
			Otros pasivos (Nota 20)	715
			Total pasivo corriente	1 704,235
				607,765
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	1 992,210	1 68,782	PASIVOS A LARGO PLAZO	
			Obligaciones financieras (Nota 13)	7 163,673
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 8)	4 492,176	3 753,482	Operaciones de cobertura (Nota 14)	254,853
			Cuentas por pagar (Nota 15)	17,504
INVERSIONES PERMANENTES, neto (Nota 9)	1 896,154	1 810,915	Pensiones de jubilación (Nota 19)	258,514
			Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	48,510
			Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	81,716
			Otros pasivos (Nota 20)	276,999
			Total pasivo a largo plazo	8 101,769
				5 011,435
INTANGIBLES, neto (Nota 11)	4 006,322	2 825,010	INTERES MINORITARIO	
			Total pasivos	9 806,004
				5 619,200
RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 10)	172,310	173,283		1,386,102
			PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota 22)	
			Capital suscrito y pagado	492,111
			Prima en colocación de acciones	837,799
			Reservas	2,538,058
			Resultado de ejercicios anteriores	(399,747)
			Superávit donado	6,655
			Superávit por valorizaciones	3,934,055
			Superávit método de participación	654,776
			Revalorización del patrimonio	533,467
			Total patrimonio de los accionistas	8 599,274
				9 803,910
VALORIZACIONES (Nota 12)	4 827,801	5 348,411		
			Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 18 917 889
				\$ 16 811 262
Total activos	\$ 18 917 889	\$ 16 811 262	CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	
				\$ 2 866 126
				\$ 2 490 635

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado y es fielmente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de la Empresa matriz y sus filiales.


RICARDO ROA BARRAGAN
Representante legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53918-7


LIBETH MATTA DE ANTONIO
Revisor Fiscal T.P. 165.166-7
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver en informe adjunto)

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

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

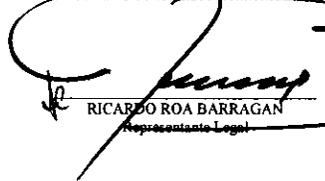
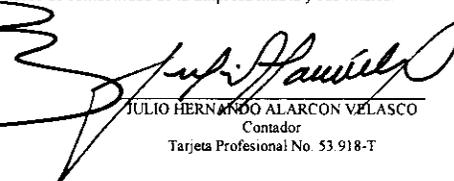
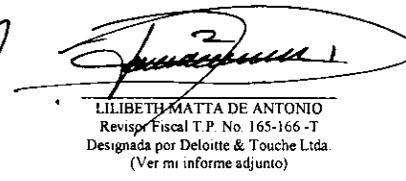
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

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

	2014	2013
INGRESOS OPERACIONALES:		
Transmisión de electricidad	\$ 124 193	\$ 105 673
Distribución de electricidad	310 574	286 529
Transporte de gas natural	960 346	874 645
Distribución de gas natural	<u>910 435</u>	<u>691 674</u>
	2 305 548	1 958 521
COSTOS DE VENTAS (Nota 23):		
Transmisión de electricidad	(50 648)	(47 384)
Distribución de electricidad	(236 452)	(215 488)
Transporte de gas natural	(254 611)	(271 508)
Distribución de gas natural	<u>(693 166)</u>	<u>(509 628)</u>
	(1 234 877)	(1 044 008)
Utilidad bruta	1 070 671	914 513
GASTOS OPERACIONALES		
Transmisión de electricidad	(23 785)	(31 582)
Distribución de electricidad	(36 232)	(35 592)
Transporte de gas natural	(87 914)	(111 520)
Distribución de gas natural	<u>(132 572)</u>	<u>(127 854)</u>
	(280 503)	(306 548)
Utilidad operacional	790 168	607 965
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 27)	1 615 761	932 787
Diferencia en cambio	(630 212)	(219 917)
Gastos no operacionales (Nota 25)	(184 615)	(117 486)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 26)	(49 993)	(39 599)
Gastos financieros (Nota 28)	(365 341)	(231 251)
Método de participación	(62 412)	-
Otros gastos	(9 559)	(14 896)
Otros ingresos (Nota 24)	<u>82 127</u>	<u>117 966</u>
	395 756	427 604
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	1 185 924	1 035 569
IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CREE (Nota 21)	<u>(162 779)</u>	<u>(127 849)</u>
Utilidad antes de interés minoritario	1 023 145	907 720
INTERÉS MINORITARIO	<u>(42 290)</u>	<u>(64 160)</u>
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	<u>\$ 980 855</u>	<u>\$ 843 560</u>
INFORMACIÓN FINANCIERA SUPLEMENTARIA		
Utilidad del ejercicio enero - octubre de 2014	1 380 602	
Pérdida del ejercicio noviembre - diciembre de 2014	<u>(399 747)</u>	
	<u>\$ 980 855</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 y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa matriz y sus filiales.

 RICARDO ROA BARRAGAN Representante Legal	 JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO Contador Tarjeta Profesional No. 53.918-T	 LILIBETH MATTA DE ANTONIO Revisor Fiscal T.P. No. 165-166 -T Designada por Deloitte & Touche Ltda (Ver mi informe adjunto)
---	--	--

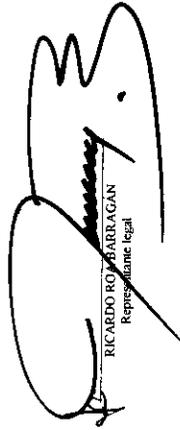
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES

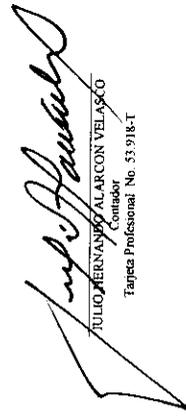
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS
(En millones de pesos colombianos).**

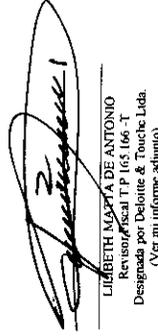
	Reservas													
	Capital	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2338/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Resultados de ejercicios anteriores	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio de los accionistas	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	\$ 492.111	\$ 837.799	\$ 332.496	\$ 125.695	\$ 747.620	\$ 24.453	\$ 487.943	\$ 1.718.207	\$ 690.701	\$ 6.655	\$ 4.306.279	\$ 407.341	\$ 535.567	\$ 8.994.660
Apropiaciones	-	-	-	-	239.534	6.754	40.808	287.096	(287.096)	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.605)	-	141.923	229.422	-	371.345
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560	-	-	-	-	(403.605)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	492.111	837.799	332.496	125.695	987.154	31.207	528.751	2.005.303	843.560	6.655	4.448.202	630.763	535.567	9.805.960
Apropiaciones	-	-	-	-	166.300	7.267	79.460	253.027	(253.027)	-	(628.110)	18.886	-	(609.234)
Dividendos decretados marzo	-	-	-	-	-	-	-	-	(590.533)	-	-	-	-	(590.533)
Apropiaciones	-	-	-	-	225.514	6.084	420.005	651.603	(651.603)	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.962	(872)	-	113.090
Dividendos decretados diciembre	-	-	-	-	(371.875)	-	-	(371.875)	(728.999)	-	-	-	-	(1.100.874)
Resultado del periodo enero - diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	989.855	-	-	-	-	989.855
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	\$ 492.111	\$ 837.799	\$ 332.496	\$ 125.695	\$ 1.007.093	\$ 44.558	\$ 1.028.216	\$ 2.538.058	\$ (399.747)	\$ 6.655	\$ 3.934.054	\$ 654.777	\$ 535.567	\$ 8.999.274

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 tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa matriz y sus filiales


RICARDO ROMO BARRAGAN
Representante legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 33.918-T


LILBETH MAPIÁ DE ANTONIO
Revisor Fiscal T.P. 165.166-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

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

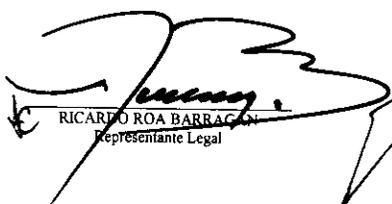
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 y 2013, SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE
ACCIONISTAS**

(En millones de pesos colombianos).

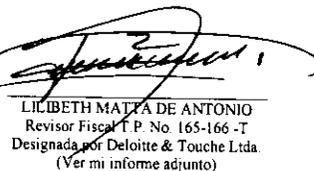
	2014	2013
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del ejercicio	\$ 980.855	\$ 843.560
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	261.896	209.448
Diferencia en cambio	633.696	220.696
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(14.445)	(4.087)
Recuperaciones y provisiones	21.064	17.628
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(21.821)	(10.564)
Utilidad en venta de activos fijos	142	(1.678)
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Impuesto diferido	10.304	31.070
Método participación	62.412	-
Pérdida en operaciones de cobertura	51.616	13.077
Interés minoritario	42.290	(64.160)
	<u>2.065.606</u>	<u>1.292.587</u>
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(623.542)	(147.811)
Inventarios	(10.080)	110.545
Gastos pagados por anticipado	1	(3.266)
Otros activos	(56.927)	(25.053)
Depósitos entregados en administración	15.418	20.353
Cuentas por pagar	1.152.292	(31.009)
Obligaciones laborales	41.316	19.219
Recaudos a favor de terceros	1.200	4.073
Pasivos estimados y provisiones	(29.686)	3.859
Otros pasivos	45.742	14.762
Disminución del interés minoritario	(909.317)	216.168
	<u>1.692.023</u>	<u>1.474.427</u>
Fondos netos provistos por las actividades de operación		
	<u>1.692.023</u>	<u>1.474.427</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(464.200)	(441.165)
Aumento intangibles	(1.316.033)	(480.929)
Aumento Inversiones	(57.009)	(429.641)
	<u>(1.837.242)</u>	<u>(1.351.735)</u>
Fondos usados en provistos por las actividades de inversión		
	<u>(1.837.242)</u>	<u>(1.351.735)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	1.865.516	860.114
Dividendos decretados	(1.691.407)	(403.605)
	<u>174.109</u>	<u>456.509</u>
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación		
	<u>174.109</u>	<u>456.509</u>
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	28.890	579.201
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	983.713	404.512
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	<u>\$ 1.012.603</u>	<u>\$ 983.713</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 y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa matriz y sus filiales.


RICARDO ROA BARRAGÓN
Representante Legal


JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional No. 53 918-T


LILIBETH MATIJA DE ANTONIO
Revisor Fiscal T.P. No. 165-166 -T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

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

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

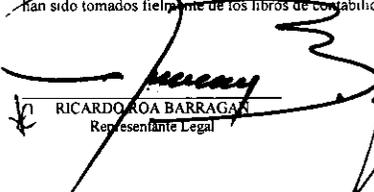
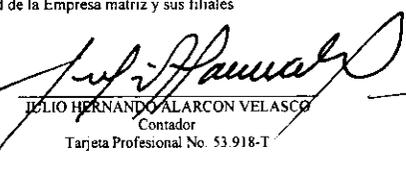
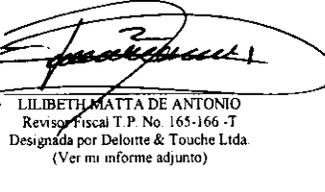
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

(En millones de pesos colombianos).

	2014	2013
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del ejercicio	\$ 980.855	\$ 843.560
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	260.785	207.241
Diferencia en cambio	1.016.082	(24.848)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(14.445)	(4.087)
Recuperaciones y provisiones	(1.462)	3.877
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(4.821)	(3.304)
Utilidad en venta de activos fijos	142	(1.678)
Impuesto diferido	10.304	31.070
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Método participación	62.412	-
Pérdida en valoración operaciones de cobertura	51.616	13.077
Interés minoritario	42.290	(64.160)
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	2.441.355	1.038.345
Disminución depósitos entregados en administración	15.418	20.353
Aumento cuentas por pagar	3.689	-
Aumento de la deuda	1.859.297	1.216.558
Aumento obligaciones laborales	30.915	17.753
Disminución otros pasivos	54.491	5.800
Aumento operaciones de cobertura	23.344	-
Aumento del interés minoritario	-	216.168
Total capital de trabajo obtenido	4.428.509	2.514.977
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento cuentas por cobrar	(30.428)	(65.351)
Aumento de inversiones permanentes	(87.025)	(18.707)
Aumento de activos fijos	(464.200)	(441.165)
Aumento intangibles	(1.316.033)	(480.929)
Aumento en otros activos	(55.222)	(10.806)
Disminución cuentas por pagar	-	(56.440)
Disminución pasivos estimados y provisiones	(7.169)	(12.090)
Disminución interés minoritario	(909.317)	-
Dividendos decretados	(1.691.408)	(403.605)
Total capital de trabajo utilizado	(4.560.802)	(1.489.093)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (132.293)	\$ 1.025.884
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO		
Efectivo	\$ 28.890	\$ 579.201
Inversiones temporales	139.457	412.797
Deudores	796.657	64.870
Inventarios	9.886	(112.243)
Gastos pagados por anticipado	(1)	3.266
Otros activos	593	12.039
Obligaciones financieras	17.125	123.631
Cuentas por pagar	(1.161.599)	(28.445)
Obligaciones laborales	(11.336)	(3.014)
Recaudos a favor de terceros	(1.200)	(4.073)
Pasivos estimados y provisiones	39.551	(14.731)
Pensiones de jubilación	935	1.548
Otros pasivos	8.749	(8.962)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	\$ (132.293)	\$ 1.025.884

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 y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Empresa matriz y sus filiales

RICARDO ROA BARRAGAN
 Representante Legal

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

LILIBETH MATTA DE ANTONIO
 Revisor Fiscal T.P. No. 165-166-T
 Designada 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 2014 Y 2013 SUJETOS A APROBACIÓN DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

(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.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) adjudicó en febrero 2015, a la Empresa Energía de Bogotá (EEB) uno de los proyectos más importantes para el refuerzo de la infraestructura energética en el suroccidente de Colombia. El proyecto tendrá un valor de inversión cercano a los USD\$350 millones de dólares e influencia en los departamentos de Antioquia, Caldas, Quindío, Risaralda y Valle del Cauca. La Empresa Energía de Bogotá (EEB), casa matriz del Grupo Energía de Bogotá, hizo la mejor oferta económica en valor presente neto de USD\$198.20 millones y por esta razón le fue adjudicado por la UPME el Refuerzo Sur Occidental: Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas.

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.

Adquisición de participación del 31,92% de TGI - Una vez de finalizado el periodo de bloqueo de tres años establecido en el Acuerdo de Accionistas suscrito entre CVCI (hoy The Rohatyn Group) y EEB, el inversionista ofreció en venta su filial en España IELAH, sociedad a través de la cual poseía la inversión en Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP. Dentro del plazo establecido en el Acuerdo de Accionistas, La reunión de Junta Directiva de EEB No.

1516 del 22 de mayo de 2014 aprobó y autorizó a la administración para adelantar las gestiones pertinentes para ejercer su derecho de primera oferta “Right of First Offer” e hizo una oferta por USD\$880 millones, la cual fue aceptada por The Rohatyn Group el día 3 de abril de 2014 y la transacción se concretó el día 2 de julio de 2014, mediante la adquisición por parte de la EEB de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (IELAH - Empresa domiciliada en España).

La adquisición de IELAH se realizó a través de un vehículo de inversión denominado Transportadora de Gas Iberoamericana S.L.U., que la Empresa constituyó en España el 12 de junio de 2014, que posteriormente fue fusionado con IELAH, siendo ésta última la absorbente. Para la adquisición de IELAH, Transportadora de gas Iberoamericana S.L.U., adquirió un crédito sindicado por USD\$645 millones en septiembre de 2014, el cual está sujeto un periodo de gracia de doce meses donde debe llevarse a cabo una fusión con TGI S.A. ESP, en caso de no darse dicho evento, EEB deberá otorgar una garantía corporativa a favor del Agente Administrativo en beneficio de los Acreedores, en los términos y condiciones previstos en el “guaranty agreement”. Sin embargo, EEB contará con un periodo adicional de doce meses a partir del primer año para proveer la garantía en mención, si entrega el soporte que evidencie que ha iniciado los trámites legales previstos en la ley.

Mediante Junta Directiva de EEB No. 1524 realizada el 26 de noviembre de 2014, La Empresa definió que no se continuará con el proceso de fusión entre IELAH y TGI mientras se analizan otras opciones.

Empresas filiales y subsidiarias -El objeto social y otra información relevante de las compañías filiales que hacen parte del consolidado es el siguiente:

TGI S.A. E.S.P. – Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., (en adelante TGI), es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas.

La Empresa fue constituida mediante escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga, inscrita en la Cámara de Comercio de Bucaramanga el 19 de febrero de 2007 con vigencia indefinida. 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.

El 2 de marzo de 2007 se protocolizó el cierre financiero del proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás por \$3,25 billones. Como parte de este proceso TGI adquirió una red de gasoductos que incluyeron: (a) seis gasoductos con sus respectivos ramales para operación directa de TGI o a través de los contratos de operación y mantenimiento que Ecogás tenía suscritos con contratistas independientes los cuales fueron celebrados originalmente con Ecogás y cedidos a TGI como parte del proceso de enajenación y (b) tres gasoductos sobre los cuales la propiedad es de terceros, quienes se encargan de construirlos,

operarlos y realizar el mantenimiento correspondiente bajo la modalidad BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia).

Proceso de capitalización – TGI en 2011 vinculó al Citi Venture Capital International (CVCI) (adquirido en 2013 por The Rohatyn Group) como nuevo accionista para capitalizar a TGI con \$726.284 equivalente a una participación accionaria aproximada de 31,92%. La capitalización se efectuó el 2 de marzo de 2011 mediante la emisión de 36.355.426 acciones a nombre de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (IELAH - Empresa domiciliada en España) correspondiente al 31,92% del capital social de TGI.

Adquisición de participación de The Rohatyn Group - Tal como se detalla en la Nota 1, luego de finalizado el periodo de bloqueo de tres años establecido en el Acuerdo de Accionistas suscrito entre CVCI (hoy The Rohatyn Group) y EEB, el inversionista ofreció en venta su filial en España IELAH, sociedad a través de la cual realizó y poseía la inversión en TGI. EEB presentó el 25 de marzo de 2014 una oferta por IELAH de USD\$880 millones, la cual fue aceptada por The Rohatyn Group el día 3 de abril de 2014 y la transacción se concretó el día 2 de julio de 2014, mediante la adquisición por parte de la EEB de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (IELAH - Empresa domiciliada en España).

EEB International Ltd. – Con el fin de llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados de capitales internacionales, la Empresa constituyó una filial en Islas Cayman, con el propósito de servir de vehículo de inversión. El 6 de diciembre de 2011 la EEB 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%. La nueva emisión de Bonos quedó directamente en cabeza de EEB.

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. El capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 63,18% y TGI con el 36,82%. Al 31 de diciembre de 2014 se han capitalizado USD\$115 millones (EEB USD\$73.42 millones – TGI USD\$41.98 millones).

Compromisos Contugás S.A.C. - El préstamo sindicado contratado por Contugás S.A.C. por USD\$310 millones, en septiembre de 2013 está respaldado por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB (75%) y TGI (25%), 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 que Contugás no cuente con fondos suficientes y disponibles para realizar los pago del contrato de crédito y las obras asociadas al sistema de distribución de gas natural en el Departamento de Ica en Perú.

Arbitraje GyM Conciviles - Con fecha 23 de diciembre de 2011, Contugas celebró el Contrato de Construcción de las Redes Troncales y Ramales del Sistema de Distribución bajo la modalidad “llave en mano” (en adelante el “Contrato RPC”) con el Consorcio Graña y Montero - Conciviles (en adelante “el Consorcio”) a través del cual este último se obligó a la

construcción e instalación del Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica.

De acuerdo con el contrato RCP la fecha de finalización del mismo debía ser en julio de 2013; sin embargo, su nivel de ejecución era del 84,31% por lo que el CGMC realizó una solicitud de Arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (en adelante CCI) con sede en Nueva York, para que se le otorgue una indemnización hasta por el monto de USD\$80.93 millones; sin embargo, con fecha 10 de octubre de 2014, el Consorcio presentó a la CCI una solicitud de Arbitraje reformulada estimando que sus pretensiones ascienden a una suma no menor a USD\$80 millones, reservándose el derecho a determinar el monto en una oportunidad posterior.

La Gerencia de la Compañía y sus asesores legales manifiestan que si bien actualmente existe una contingencia, no es posible determinar a la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos el resultado final del proceso y si de ser desfavorable a cuánto pudiera ascender el incumplimiento, por encontrarse este aspecto sujeto a la determinación que defina el tribunal arbitral ante el CCI; por consiguiente, no se han registrado provisiones en los estados financieros de la filial, hasta tanto no se den progresos importantes o se conozca el resultado final del mismo.

DECSA S.A. E.S.P. – Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., es una sociedad anónima organizada como una empresa de servicios públicos domiciliarios bajo las leyes colombianas. DECSA fue constituida mediante escritura pública N° 1462 del 11 de febrero de 2009 de la Notaría treinta y ocho de Bogotá D.C., inscrita en la Cámara de Comercio el 12 de febrero de 2009.

El objeto social de DECSA es la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica. También puede celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos relacionados con su objeto social. Su duración legal es indefinida.

Operador idóneo - El Departamento de Cundinamarca según el reglamento de enajenación, definió como operador idóneo a la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., para conjuntamente adquirir la participación accionaria que la Nación - Ministerio de Minas y Energía poseía en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (En adelante EEC), Empresa dedicada a la comercialización y distribución de energía.

DECSA S.A. ESP se encuentra controlada por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., quien posee el 51% de la participación accionaria, el otro socio de esta empresa es CODENSA S.A. E.S.P.

TRECSA S.A. – Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. (la Compañía), es subsidiaria de Empresa de Energía de Bogotá, S. A. ESP - EEB quien posee el 95,26% de las acciones y fue constituida bajo las leyes de la República de Guatemala el 8 de febrero de 2010, para operar por tiempo indefinido.

La Compañía inició operaciones en marzo de 2010 y su principal actividad consiste en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluyendo el gas y líquidos en todas sus formas y actividades conexas, tales como: Proyectar, construir, operar y explotar centrales generadores de energía que utilicen cualquier recurso energético, sistemas de transmisión y distribución de energía.

En la resolución 147 del 20 de enero de 2010, el Ministerio de Energía y Minas –MEM adjudicó al Consorcio EEB EDM Proyecto Guatemala la Licitación abierta PET – 1- 2009. El Consorcio EEB EDM constituyó en Guatemala a Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. en la cual tiene participación del 96% en el capital pagado, y le permite cumplir con lo requerido en las bases de licitación.

Para realizar sus operaciones la Compañía suscribió el 22 de febrero de 2010 un “Contrato de Autorización de Ejecución de las obras de transmisión de los lotes A, B, C, D, E y F” que le fueron adjudicadas como resultado del proceso de licitación abierta para la prestación del servicio de transporte de Energía Eléctrica por el valor del canon anual. Los Lotes que fueron adjudicados están contemplados dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008 – 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE 163-2008.

La adjudicación de los lotes descritos representan para la Compañía la Construcción, operación y mantenimiento de un conjunto o grupo de obras de transmisión que consisten principalmente en: 845 Kilómetros de Líneas de Transmisión, construcción de 12 sub estaciones nuevas y ampliación de 12 sub estaciones existentes.

De acuerdo con las modificaciones realizadas a las bases de licitación la Compañía inició la construcción de las obras de transmisión a partir de marzo de 2011 y entraría en operación a finales de 2013; sin embargo, según escritura 43 del 11 de octubre de 2013, se realizó la modificación del contrato de autorización de las obras de transmisión de los lotes A,B,C,D,E y F y adjudicadas como resultado del proceso de licitación abierta para la presentación del servicio de transporte de energía eléctrica por el valor del canon anual, en donde se indica que el Ministerio de Energía y Minas tomando en cuenta la conflictividad social que existe, la negativa de propietarios o poseedores para la constitución de servidumbres, dificultades técnicas y/o jurídicas en la suscripción de contratos de conexión, los cuales han sido hechos que están más allá del control que supere la voluntad de las partes para el cumplimiento del contrato. El Ministerio de Energía y Minas aprobó la calificación de Fuerza Mayor o Caso Fortuito a Transportadora de Energía de Centroamérica S.A., por lo que autorizó prorrogar el plazo de ejecución de las obras de transmisión por 23 meses en consecuencia las obras deberán estar concluidas el 18 de septiembre de 2015. Al 31 de diciembre de 2014 la Empresa presentó una nueva solicitud ampliación del plazo de construcción ante el Ministerio de Energía y Minas.

EEB Perú Holdings Ltd. – es una Sociedad constituida bajo las leyes de Islas Cayman. El 19 de enero de 2011, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., suscribió un acuerdo para la compra del 100% de la inversión que el Fondo Ashmore poseía en AEI PERÚ HOLDINGS LTD (Hoy EEB PERÚ HOLDINGS LTD), vehículo de inversión que poseía el 60% de Gas Natural de Lima y Callao (Calidda). El cierre de la operación de compra se realizó el 14 de

febrero de 2011 mediante el pago de USD\$111.24 millones por las acciones que el Fondo Ashmore poseía en AEI Perú Holdings Ltd. (Hoy EEB Perú Holdings Ltd.)

EEB Ingeniería y Servicios S.A. GT (en adelante EEBIS GT)– fue constituida bajo las leyes de la República de Guatemala el 7 de abril de 2011, para operar por tiempo indefinido. La Compañía inició operaciones en octubre de 2011 y su principal actividad consiste en prestar servicios relacionados al sector de energía eléctrica, específicamente: la prestación de consultorías, actividades de ingeniería y diseño, gerencia de proyectos y asesorías relacionadas con mercados eléctricos. Al 31 de diciembre de 2014, la Empresa de Energía de Bogotá cuenta con una participación del 100% en ésta Compañía.

EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C (en adelante EEBIS Perú) - El 25 de Junio de 2014 se constituyó EEB Ingeniería y Servicios Perú SAC., cuyo propósito es la prestación de servicios complementarios en los sectores de hidrocarburos y/o transporte de hidrocarburos por ductos, así como distribución de gas natural y transmisión de energía eléctrica en el Perú. Esta sociedad tiene domicilio principal es Perú. Al 31 de diciembre de 2014 EEB ha realizado capitalizaciones por USD\$2.22 millones.

EEB Energy RE Ltd. - Fue constituida en la ciudad de Hamilton, Bermuda el 7 de enero de 2013 y tiene como objeto servir de instrumento de transferencia al mercado asegurador, de los riesgos de las empresas que conforman el Grupo Energía de Bogotá, tanto en Colombia como en el exterior. Dicha constitución se generó con un aporte inicial de USD\$0.120 millones.

EEB Gas S.A.S. - El 19 de enero de 2011, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., en conjunto con Corficolombiana, FCP Corredores y FCP Correal, adquirieron el 30%, 20,3% y 47,9% y 1,8%, de Promigás Ltd.; AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd. Empresas que poseen el 52,13% de Promigás, hecho que le representa a EEB la adquisición de forma indirecta del 15,6% de dicha compañía, en dicho proceso la EEB participó con un aporte de USD\$237.86 millones.

En junio de 2012 se decide escindir los 3 vehículos de inversión de AEI Promigas Holdings Ltda., AEI Promigas Ltd. y AEI Promigas Investments, mediante esta escisión se conforma EEBGAS LTD (compañía creada en mayo de 2012 domiciliada en las Islas Cayman), en donde EEB S.A. E.S.P tiene el 100% de participación accionaria.

El 12 de octubre de 2012 se constituyó EEB Gas S.A.S. con un capital autorizado de \$5 con el objetivo de fusionar a EEB Gas Ltd. y nacionalizar la inversión. El 21 de febrero de 2014 se hizo efectiva la fusión entre EEB Gas Ltd. y EEB Gas S.A.S.

Empresa de Movilidad de Bogotá SAS ESP- El 26 de febrero de 2014 se constituyó la sociedad Empresa de Movilidad de Bogotá S.A.S ESP que tiene por objetivo el desarrollo del componente eléctrico para sistemas de transporte masivo, de pasajeros, de carga y otras modalidades. La EEB realizó un aporte inicial de \$5 y la Empresa posee el 100% del capital.

Inversiones en Energía Latino América Holdings – IEAH - Mediante Acta de Junta Directiva No. 1516 de 2014, se autorizó que la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P incrementara su participación accionaria en su controlada Transportadora Internacional de Gas S.A. E.S.P. a

través de su filial Española - Inversiones en Energía Latino América Holdings - IEALH. Dado que el costo de adquisición pagado por estas acciones fue de \$1.641.569 millones, dicha inversión fue registrada en los estados financieros de IELAH, a su valor intrínseco por \$991.579 millones y la diferencia por \$649.990 millones como un crédito mercantil. La recuperación de este crédito mercantil dependerá del éxito futuro de las operaciones de Transportadora Internacional de Gas S.A. E.S.P. y de las decisiones que se tomen sobre el futuro de las operaciones de Inversiones en Energía Latino América Holdings - IELAH.

Compromisos IELAH - El crédito sindicado adquirido por IELAH por USD\$645 millones en septiembre de 2014 está sujeto a un periodo de gracia de doce meses en el cual se debe llevar a cabo una fusión con TGI S.A. E.S.P., en caso de no darse dicho evento, EEB deberá otorgar una garantía corporativa a favor del Agente Administrativo en beneficio de los Acreedores, en los términos y condiciones previstos en el “guaranty agreement”. Sin embargo, EEB contará con un periodo adicional de doce meses a partir del primer año para proveer la garantía en mención, si entrega el soporte que evidencie que ha iniciado los trámites legales previstos en la ley.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

Compañías Colombianas - Se rigen principalmente por la Ley 142 de 1994 o 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.

Compañías Peruanas - 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 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 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.

Compañías Guatemaltecas - están regidas por el Marco Legal definido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso 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.

CONSOLIDACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

- a. *Moneda de Presentación* - Los Estados Financieros se presentan en la moneda del entorno económico principal en el cual operan la Sociedad Matriz. Para propósitos de los Estados Financieros, los resultados y la posición financiera son expresados en pesos colombianos, que es la moneda en la que se deben registrar todas las operaciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.
- b. *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.

Todos los saldos y transacciones significativos entre EEB y las subordinadas fueron eliminados en la consolidación. La consolidación se realiza por el método de integración global para aquellas compañías sobre las cuales se posee control, los intereses minoritarios correspondientes al patrimonio y los resultados del período son reconocidos y presentados en los Estados Financieros Consolidados.

Las inversiones en compañías subordinadas del exterior se registran con base en los Estados Financieros al 31 de diciembre de cada año, homologados a las normas contables aplicables a EEB y convertidos a pesos colombianos, de acuerdo con la normatividad contable vigente, utilizando el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica como moneda patrón.

El interés minoritario corresponde a la participación de los terceros ajenos al grupo.

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen los estados financieros de:

	Porcentaje de Participación	Fecha adquisición
TGI S.A. E.S.P. y filial	99,97%	Febrero 2007
EEB International Ltd.	100%	Junio 2008
CONTUGAS S.A.C.	100%	Febrero 2009
DECSA E.S.P. y filial	51%	Febrero 2009
TRECSA S.A.	95,29%	Febrero 2010
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	60%	Febrero 2011
EEBIS GT	100%	Abril 2011
EEB GAS S.A.S.	100%	Octubre 2012

	Porcentaje de Participación	Fecha adquisición
EEB Energy Re. Ltd.	100%	Enero 2013
EEBIS PE	100%	Junio 2013
EMB SAS ESP	100%	Febrero 2014
TGI España (IELAH)	100%	Junio de 2014

Las cifras que se presentan a continuación fueron tomadas de los Estados Financieros de EEB y de sus subordinadas al 31 de diciembre, dictaminados con sujeción a lo prescrito por las normas legales vigentes en cada país y homologadas a la norma colombiana:

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Utilidad (pérdida) del ejercicio
EEB S.A. ESP	\$ 12.296.666	\$ 3.697.392	\$ 8.599.274	\$ 123.631	\$ 980.855
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.569.836	3.278.275	2.291.561	960.346	(102.582)
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA SA E.S.P. y filial	624.531	297.232	327.299	310.574	19.836
CONTUGAS S.A.C.	987.238	863.557	123.681	60.077	(65.701)
TRECSA S.A.	898.964	514.290	384.674	562	(12.288)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	1.750.270	1.268.832	481.438	850.516	42.855
EEBIS GT	89.079	85.486	3.593	-	1.538
EEB GAS S.A.S.	603.198	1.191	602.007	-	65.161
EEB Energy Re. Ltd.	16.215	17.213	3.502	-	1.624
EEBIS PE	6.663	1.880	4.783	-	306
TGI España (IELAH)	1.590.113	1.555.169	34.944	-	(291.801)
EMB	5	-	5	-	-

La información de los balances generales a 31 de diciembre de 2013 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.	\$ 11.867.211	\$ 2.061.251	\$ 9.805.960	\$ 105.672	\$ 843.560
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.739.840	2.700.529	3.039.311	874.645	130.067
EEB International Ltd.	2	-	2	-	-
DECSA E.S.P. y filial	602.065	295.134	306.931	286.529	17.278
CONTUGAS S.A.C.	674.538	545.387	129.151	5.727	(39.019)
TRECSA S.A.	566.424	249.586	316.838	-	(12.239)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	1.309.345	962.879	346.466	685.947	17.565
EEBIS GT	56.954	55.744	1.210	-	(571)
EEB GAS S.A.S.	589.757	1.001	588.756	-	50.420
EEB Energy Re. Ltd.	7.674	6.419	1.255	-	994
EEBIS PE	3	83	(80)	-	(79)

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2014 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	\$ 12.296.666	\$ 18.917.888
Pasivo	3.697.392	10.318.614
Patrimonio	8.599.274	8.599.274
Resultado neto	980.855	980.855
Interés minoritario balance	-	(512.611)
Interés minoritario resultados	-	(42.290)

A continuación se detalla al 31 de diciembre de 2013 el efecto de los estados financieros consolidados frente a los de la casa matriz:

	EEB (Casa Matriz)	Consolidado Grupo EEB
Activo	\$ 11.867.211	\$ 16.811.262
Pasivo	2.061.251	7.005.302
Patrimonio	9.805.960	9.805.960
Resultado neto	843.560	843.560
Interés minoritario balance	-	1.386.102
Interés minoritario resultados	-	64.160

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	% 31 de diciembre de 2014	% 31 de diciembre de 2013	2014	2013
TGI S.A. E.S.P.	0,03%	31,95%	\$ 773	\$ 971.088
DECSA S.A. E.S.P. y filial	49,00%	49,00%	227.746	213.587
TRECSA S.A.	4,71%	4,71%	18.128	14.931
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	40,00%	40,00%	<u>265.964</u>	<u>186.496</u>
			<u>\$ 512.611</u>	<u>\$ 1.386.102</u>

- c. *Clasificación de activos y pasivos* - Los activos y pasivos se clasifican según su destinación o su grado de realización, exigibilidad o liquidación, en términos de tiempo y valores. Para tal efecto, se entiende como activos o pasivos corrientes (corto plazo) aquellas sumas que serán realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.
- d. *Ajustes por inflación* - Hasta el 31 de diciembre de 2000, los activos y pasivos no monetarios y el patrimonio, con excepción de las cuentas de resultados y el superávit por valorizaciones de activos, se actualizaban monetariamente en forma prospectiva mediante el uso de índices generales de precios al consumidor (Porcentajes de Ajuste del Año)

Gravable –PAAG–). Los ajustes respectivos se llevaban a la cuenta de corrección monetaria del estado de resultados. A partir del primero de enero de 2001, la Contaduría General de la Nación –CGN–, mediante Resolución No 364 del 29 de noviembre de 2001, suspendió el sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables, sin revertir los ajustes por inflación contabilizados hasta el 31 de diciembre de 2000.

De acuerdo con la Resolución N° 041 de 2004 y la Circular Externa N° 056 de 2004, expedidas por la Contaduría General de la Nación, se eliminaron las cuentas de ajustes por inflación del Plan General de Contabilidad Pública, lo cual obligó a la incorporación de los valores acumulados por ajustes hasta el año 2000 como parte del costo. Para atender disposiciones vigentes, desde el año 2001 el sistema de ajustes integrales por inflación se continuó aplicando para efectos tributarios, lo que originó diferencias con la contabilidad que fueron registradas en cuentas de orden fiscal. Los ajustes integrales por inflación para efectos tributarios fueron derogados por intermedio de la Ley 1111 de 2006 que aplicó a partir del año gravable 2007.

- e. *Materialidad* - Los estados financieros consolidados y sus 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.

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, se observa el Plan General de Contabilidad Pública, expedido por la Contaduría General de la Nación, las disposiciones contables expedidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y otras normas aplicables. 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. *Período contable* - Los estados financieros consolidados de propósito general se preparan una vez al año, al 31 de diciembre.

- b. *Conversión de moneda extranjera* - Las transacciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en sus respectivas fechas. Al cierre de cada ejercicio, los saldos de las cuentas de activos y pasivos se ajustan a las tasas de cambio vigentes. En lo relativo a saldos de las cuentas del activo (distintas a inversiones controladas del exterior), las diferencias en cambio se llevan a resultados. En lo que tiene que ver con cuentas del pasivo, sólo se llevan a resultados las diferencias en cambio que no sean imputables a costos de adquisición de activos. Las diferencias en cambio son imputables a costo de adquisición de activos mientras dichos activos estén en construcción o instalación y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.
- c. *Inversiones* –Las inversiones se reconocen por su costo histórico y se actualizan atendiendo la intención de realización, la disponibilidad de información en el mercado y el grado de control que se tenga sobre el ente emisor, mediante la aplicación de metodologías que aproximen su valor a la realidad económica. Entre los métodos para actualizar su valor están la cotización en Bolsa, el valor presente neto para la determinación del precio de mercado o la rentabilidad interna del título y el método del costo.

El Régimen de Contabilidad Pública establece que las inversiones de la Empresa, para efectos de su valoración, se clasifican en tres categorías: i) de administración de liquidez, ii) con fines de política y iii) patrimoniales.

Para efectos de presentación en los estados financieros, las inversiones se clasifican en temporales y permanentes y se reportan dentro del activo corriente y no corriente, respectivamente. En las primeras, se incluyen las inversiones para administración de liquidez y en las segundas y las inversiones patrimoniales en compañías no controladas.

Inversiones de administración de liquidez - Las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda y participativos, así como instrumentos derivados, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo, se registran inicialmente al costo y mensualmente se actualizan con base en las metodologías expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia. Los cambios originados en cada valoración efectuada en las inversiones para administración de liquidez, se reconocen en los resultados.

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.

Inversiones patrimoniales - Las inversiones patrimoniales corresponden a los recursos colocados en títulos participativos de entidades nacionales o del exterior, representados en acciones o cuotas o partes de interés social, que pueden permitirle o no, a la compañía controlar, compartir el control o ejercer influencia importante en las decisiones del ente emisor

Inversiones patrimoniales en no controladas – Las inversiones patrimoniales de renta variable de Compañías que cotizan y son de alta bursatilidad son registradas al valor de

mercado. Las demás inversiones patrimoniales de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan o son de baja o mínima bursatilidad en bolsas de valores, se registran al costo más los dividendos recibidos en acciones. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior a su valor en libros, se registra un abono a la cuenta de valorizaciones con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, en caso contrario, debe disminuirse la valorización constituida hasta agotarla, y más allá de ese valor deben reconocerse una provisión con cargo al estado de resultados.

- d. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.
- e. *Inventarios* – Los inventarios se contabilizan al costo y al cierre del ejercicio se reducen a su valor de realización, si éste es menor al valor en libros, mediante una provisión con cargo a resultados. Los repuestos, materiales y otros elementos de consumo son valorados con base en el método de promedio.

La Empresa determina la provisión de inventarios de acuerdo con análisis de obsolescencia y deterioro de los mismos.

- f. *Propiedades, planta y equipo* – Las propiedades, planta y equipo se contabilizan al costo, que en lo pertinente incluye:

Los costos de endeudamiento que se asocien directamente con la adquisición, o construcción de bienes, que no se encuentren en condiciones de utilización y que lleven un periodo de tiempo sustancial para que esté disponible para su uso o su venta y,

Para EEB y EEC hasta el año 2001, incluye ajustes por inflación sobre el costo, excluyendo diferencias en cambio capitalizadas y aquella porción de los intereses capitalizados que corresponde a la inflación.

En relación con *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.

En Las ventas y retiros de tales activos se descargan al respectivo costo neto, y las diferencias entre el precio de venta y el costo neto ajustado se llevan a los resultados del ejercicio.

Las propiedades, 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	EEC	CALIDDA	CONTUGAS
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 50%	6,66%	-	-
Redes, líneas y cables	2% a 4%	-	4%	-	-

	EEB	TGI	EEC	CALIDDA	CONTUGAS
Maquinaria y equipo	6,60%	2,13% a 20%	6,66%	10%	-
Equipo científico	10%	-	-	-	-
Muebles y enseres	10%	4,35% a 100%	10%	10%	10%
Equipo de comunicación	10%	2,04% a 50%	10%	-	-
Equipo de computación	20%	5,56% a 100%	20%	25%	4%
Equipo de transporte	20%	5%	10%	20%	4%
Otros equipos menores	10%	20% a 50%	-	10%	4%

Las erogaciones por el mantenimiento de estos activos se cargan a resultados, en tanto que las mejoras y adiciones se agregan al costo de los mismos, debido a que aumentan la vida útil, amplían la capacidad productiva y eficiencia operativa o mejoran la calidad de los servicios, o permiten una reducción significativa de los costos.

Los bienes que no se están utilizando operativamente se reclasifican como activos no explotados y se suspende su depreciación.

g. *Valorizaciones* –

De propiedades, planta y equipo – Corresponden a las diferencias existentes entre el valor de los avalúos técnicos y el valor 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 las propiedades, 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 compañías no controladas registradas en pesos colombianos o en moneda extranjera, 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 agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

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.

h. *Otros activos* –

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

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

Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de licencias, 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 de las Empresas colombianas.

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

i. *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.

Bienes de la concesión – Corresponde a los activos construidos por la Empresa en virtud de los contratos de concesión.

Los bienes de la concesión incluyen los activos asociados a la construcción de infraestructura, honorarios profesionales y, para activos que califican, costos por préstamos obtenidos.

La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta con base a la vida útil restante del plazo del contrato de concesión para el caso de activos con una vida económica igual o superior al plazo del contrato. Para el caso de activos cuya vida estimada es menor al plazo de concesión se amortizan en consideración a la vida estimada del activo.

- j. *Derivados financieros* – La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio y tasas de interés de las obligaciones financieras.

De acuerdo con los procedimientos expedidos por la Contaduría General de la Nación, los instrumentos derivados con fines de cobertura se reconocen por el valor del derecho y de la obligación en la fecha de inicio del contrato; mensualmente éstos se actualizan utilizando metodologías de reconocido valor técnico y la diferencia se registra como ingreso o gasto por la valoración de derivados, según corresponda.

- k. *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.

- l. *Beneficios complementarios* – EEB y EEC registran el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico, educación y energía, según corresponda, 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.
- m. *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.
- n. *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.

- o. *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.
- p. *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.
- q. *Provisión para impuesto de renta y complementarios* – La Empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios con base en la utilidad gravable, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos; y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable; además, registra como impuesto de renta diferido el efecto de las diferencias temporales entre libros e impuestos en el tratamiento de ciertas partidas, siempre que exista una expectativa razonable que tales diferencias se revertirán.
- r. *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.
- s. *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.
- t. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el periodo cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en la causación. Se han considerado como ingresos por servicios, aquellos prestados y no facturados al cierre de cada período, valorizados de acuerdo con las tarifas vigentes. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro deudores clientes. El costo de dichos servicios está incluido en el rubro de costo de ventas.
- u. *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.
- v. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo con el método indirecto.

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 inició 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 empresas en tres grupos. La Empresa fue clasificada como Grupo 1 y por ello el período obligatorio de transición comenzó el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo NIIF será al 31 de diciembre de 2015.

Durante los años 2013 y 2014 la Empresa realizó las actividades de preparación y adecuación de los recursos técnicos y humanos para adelantar el proceso de convergencia a NIIF de acuerdo con las exigencias legales. En cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20141300033795 del 30 de julio de 2014, emitida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, EEB envió el balance de apertura preliminar solicitado por dicha Superintendencia, al igual que la conciliación patrimonial y un resumen de las principales políticas contables bajo NIIF.

4. EFECTIVO

	2014	2013
Caja	\$ 157	\$ 79
Bancos	1.002.821	975.882
Fondos especiales (1)	<u>9.625</u>	<u>7.752</u>
	<u>\$ 1.012.603</u>	<u>\$ 983.713</u>

(1) **Fondos restringidos** – Corresponden principalmente a efectivo disponible 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 al diciembre 31 de 2014 asciende a USD\$4.02 millones (USD\$4.023 millones al diciembre 31 de 2013).

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término	\$ 733.612	\$ 453.209
Bonos y títulos	55.087	53.370
Derechos fiduciarios	<u>22.961</u>	<u>165.624</u>
	<u>\$ 811.660</u>	<u>\$ 672.203</u>

6. DEUDORES

Prestación de servicios	\$ 451.286	\$ 366.540
Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 16)	830.338	170.899
Avances y anticipos entregados	80.938	107.026
Anticipos de impuestos y contribuciones (1)	136.486	120.244

	2014	2013
Depósitos entregados (2)	67.802	59.606
Otros deudores (3)	107.324	77.542
Deudas de difícil cobro	<u>77.738</u>	<u>760</u>
	1.751.912	902.617
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	<u>(113.592)</u>	<u>(91.383)</u>
	1.638.320	811.234
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	<u>(199.210)</u>	<u>(168.782)</u>
	<u>\$ 1.439.110</u>	<u>\$ 642.452</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde a:

Saldos a favor impuesto sobre las ventas (a)	\$ 116.099	\$ 93.062
Saldos a favor de liquidaciones privadas	18.793	24.222
Anticipos industria y comercio	444	416
Otros	<u>1.150</u>	<u>2.544</u>
	<u>\$ 136.486</u>	<u>\$ 120.244</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde principalmente a los saldos a favor del impuesto general de ventas generado en Cálidda por \$19.895 (\$31.855 en 2013), Contugas por \$41.232 (\$25.366 en 2013) y Trecca por \$54.070 (\$34.833 en 2013), el cual se genera por la adquisición de bienes y servicios que serán compensados con futuras facturaciones gravadas.

(2) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde principalmente a depósitos judiciales por \$60.563 (\$51.412 en 2013) y derechos en fideicomisos por \$2.809 (\$4.142 en 2013).

(3) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el saldo de otros deudores corresponde a:

Cuotas partes pensionales	\$ 17.713	\$ 19.785
Compartibilidad pensional	2.056	15.434
Préstamos a empleados	41.002	33.694
Otros deudores	<u>46.553</u>	<u>8.629</u>
	<u>\$ 107.324</u>	<u>\$ 77.542</u>

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 91.383	\$ 86.021
Ajuste provisión	23.008	7.441
Recuperaciones	-	(616)
Castigos	<u>(799)</u>	<u>(1.463)</u>
Saldo final	<u>\$ 113.592</u>	<u>\$ 91.383</u>

7. INVENTARIOS

	2014	2013
Almacenes	\$ 113.213	\$ 102.212
Inventario en poder de terceros	282	190
Inventario en tránsito	<u>741</u>	<u>2.338</u>
	114.236	107.740
Menos – Provisión para inventarios	<u>(4.167)</u>	<u>(4.557)</u>
	<u>\$ 110.069</u>	<u>\$ 100.183</u>

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	\$ 4.557	\$ 2.893
Ajuste provisión- resultado del ejercicio	-	1.715
Recuperaciones	<u>(390)</u>	<u>(51)</u>
Saldo final	<u>\$ 4.167</u>	<u>\$ 4.557</u>

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 31 de diciembre de 2014, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	\$ 25.253	\$ -	\$ 25.253
Construcciones en curso (1)	639.951	-	639.951
Activos improductivos	<u>661</u>	<u>-</u>	<u>661</u>
Subtotal no depreciables	665.865	-	665.865
Depreciables:			
Edificaciones	142.077	(24.903)	117.174
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.625.287	(581.053)	3.044.234
Redes, líneas y cables	554.172	(177.692)	376.480
Maquinaria y equipo	34.147	(13.586)	20.561
Muebles y enseres	18.807	(6.522)	12.285
Equipos de comunicación y computación	35.764	(18.113)	17.651
Equipos de transporte, tracción y elevación	5.471	(3.942)	1.529
Otros equipos menores	<u>616</u>	<u>(371)</u>	<u>245</u>
	4.416.341	(826.182)	3.590.159
Propiedades, planta y equipo	<u>5.082.206</u>	<u>(826.182)</u>	<u>4.256.024</u>

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(163.848)</u>	<u>-</u>	<u>(163.848)</u>
	<u>\$ 4.918.358</u>	<u>\$ (826.182)</u>	<u>\$ 4.092.176</u>

Al 31 de diciembre de 2013, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	\$ 20.600	\$ -	\$ 20.600
Construcciones en curso (1)	419.215	-	419.215
Activos improductivos	<u>661</u>	<u>-</u>	<u>661</u>
Subtotal no depreciables	440.476	-	440.476
Depreciables:			
Edificaciones	130.648	(19.946)	110.702
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.458.379	(486.704)	2.971.675
Redes, líneas y cables	509.299	(163.548)	345.751
Maquinaria y equipo	32.744	(11.634)	21.110
Muebles y enseres	16.037	(5.800)	10.237
Equipos de comunicación y computación	32.138	(16.492)	15.646
Equipos de transporte, tracción y elevación	5.550	(3.511)	2.039
Otros equipos menores	<u>365</u>	<u>(237)</u>	<u>128</u>
	4.185.160	(707.872)	3.477.288
Propiedades, planta y equipo	<u>4.625.636</u>	<u>(707.872)</u>	<u>3.917.764</u>
Provisión para propiedades, planta y equipo	<u>(164.282)</u>	<u>-</u>	<u>(164.282)</u>
	<u>\$ 4.461.354</u>	<u>\$ (707.872)</u>	<u>\$ 3.753.482</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde a:

Proyecto	2014	2013
UPME – EEB	\$ 170.616	\$ 61.885
Riesgo sísmico torres de transmisión – EEB	2.759	1.560
Subestaciones revisión, control y protecciones – EEB	1.561	307
Modernización sistema de comunicaciones Bogotá - EEB	3.349	1.535
Obras línea Guavio – EEB	1.884	1.489
Modernización sistema de comunicaciones - EEB	1.796	-
Proyecto gasoducto de la Sabana – TGI	10.813	16.620
Adecuación contraflujo Ecopetrol – TGI	-	1.635
Construcción variante río Guarínó – TGI	6.872	674
Implementación y configuración software – TGI	-	1.695

Proyecto	2014	2013
Proyecto de ingeniería – CÁLIDDA	2.558	-
Proyecto líneas de transmisión – EEBIS GUATEMALA	14.160	303.731
Proyecto de ingeniería – TRECSA	401.985	2.416
Adquisición y montaje equipos subestaciones – EEC	3.814	360
Obras civiles – construcciones – EEC	4.867	754
Normalización y reposición de redes – EEC	4.483	5.857
Rep. redes y líneas de distribución – EEC	1.852	682
Transformadores de distribución – EEC	278	1.831
Otros	<u>6.304</u>	<u>16.184</u>
	<u>\$ 639.951</u>	<u>\$ 419.215</u>

Sobre los activos no existen restricciones, ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

9. INVERSIONES PERMANENTES

Entidades no controladas	\$ 1.898.982	\$ 1.813.715
Menos – Provisión para protección de inversiones	<u>(2.828)</u>	<u>(2.800)</u>
	<u>\$ 1.896.154</u>	<u>\$ 1.810.915</u>

(1) Las inversiones en acciones en entidades no controladas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponden a:

_____ espacio en blanco _____

Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2013

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.	Generación de energía	55 758 250	Ordinarias	37,44%	\$ 736 514	-	\$ 736 514	\$ 1 435 848
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	20 952 601	Preferenciales	14,07%	254 002	-	254 002	566 788
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	48 025 920	Ordinarias	36,36%	184 930	-	184 930	958 362
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	20 010 799	Preferenciales	15,15%	77 048	-	77 048	403 179
Promigás S.A. E.S.P.	Transporte de gas	171 821 067	Ordinarias	15,64%	208 768	-	208 768	31 341
Consorcio Transmantiaro S.A.	Transporte de energía	232 285 704	Ordinarias	40,00%	153 494	-	153 494	71 344
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28 864 000	Ordinarias	40,00%	86 762	-	86 762	50 870
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9 229 121	Ordinarias	24,99%	47 640	-	47 640	276 878
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68 716 000	Ordinarias	2,52%	34 611	-	34 611	189 241
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18 448 050	Ordinarias	1,67%	21 462	-	21 462	141 755
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31 026	Ordinarias	16,23%	4 077	-	4 077	34 366
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161 811 391	Ordinarias	0,04%	2 662	(2 539)	123	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18 781 876	Ordinarias	0,04%	1 013	(219)	794	-
Banco Popular	Servicios financieros	8 772 703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	2 127
Hidrosigamoso 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	(3)	8	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84 000	Ordinarias	0,00%	84	(9)	75	-
Otras menores	Servicios	-	Ordinarias	0,00%	18	(10)	8	9
					<u>\$ 1 813 715</u>	<u>\$ (2 800)</u>	<u>\$ 1 810 915</u>	<u>\$ 4 162 114</u>

El objeto social y otra información relevante de las principales Compañías filiales no controladas es el es el siguiente:

Emgesa S.A. E.S.P.- La Compañía fue constituida el 23 de octubre de 1997 cuyo objeto social principal es la generación y comercialización de energía eléctrica. Al 31 de diciembre de 2014, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., tiene 76.710.851 acciones de las cuales 20.952.601 corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD\$0,1107 por acción.

Codensa S.A. E.S.P. – La Compañía fue constituida el 23 de octubre de 1997 mediante el aporte de los activos de distribución y comercialización de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. equivalente al 51,52% de su capital social. El objeto social principal de la Compañía es la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras de diseño y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. Al 31 de diciembre de 2014, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., tiene 68.036.719 acciones de las cuales 20.010.799 corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD\$0,10 por acción.

Consortio Transmantaro S.A. –CTM– Transmantaro es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó en enero de 1998, pero fue a partir del 13 de diciembre de 2006 que EEB entró a formar parte de esta sociedad. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y presta servicios de operación y mantenimiento. EEB posee en forma directa el 40% del capital social .

Garantía crédito - El préstamo suscrito por el Consorcio Transmantaro en octubre de 2012 por USD\$100 millones está respaldado por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB e Interconexión Eléctrica S.A.

Red De Energía Del Perú S.A. –REP– Es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 3 de julio de 2002. REP ofrece servicios de transmisión de energía eléctrica, servicios asociados, entre los cuales se cuentan servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y de transporte de energía y servicios técnicos especializados. EEB posee directamente el 40% del capital social sobre dicha sociedad.

Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2014, EEB ha registrado en cuentas de orden \$107.728 y \$92.332, respectivamente, correspondiente 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 compañía con entidades financieras (Ver Nota 29).

Gas Natural S.A. ESP. - Fue constituida como sociedad comercial el 13 de abril de 1987. En junio de 1997, culminó el proceso de venta de la participación que tenía Ecopetrol en la compañía, ingresando como nuevo accionista mayoritario un Grupo Inversor Español, por medio de la compañía Gas Natural Latinoamericana. En 1999, quedó definida la participación accionaria del Grupo Inversor Español, por medio de Gas Natural Internacional SDG. El objeto de esta empresa es la distribución y comercialización de gas natural, así como la ejecución de las actividades de exploración, producción, generación, transporte y/o transmisión, distribución y comercialización de cualquier tipo de energía. Al 31 de diciembre de 2014 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. posee 9.229.121 acciones.

Promigás S.A. ESP - Fue constituida como sociedad comercial anónima el 27 de diciembre de 1974. Promigas tiene por objeto la compra, venta, transporte, distribución, explotación y exploración de gas natural, petróleo e hidrocarburos en general y de la actividad gasífera y petrolera en todas sus manifestaciones. Adicionalmente, vender o prestar bienes o servicios a terceros, financieros o no financieros, y financiar con recursos propios la adquisición de bienes o servicios por parte de terceros.

El siguiente es el detalle de los dividendos recibidos (Ver nota 28):

	2014	2013
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 460.699	\$ 264.951
Emgesa S.A. E.S.P.	822.548	405.659
Gas Natural S.A. E.S.P.	119.877	62.630
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	3.948	3.468
Banco Popular	212	155
Isagén S.A. E.S.P.	5.477	4.762
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	6.793	5.857
Promigás S.A. E.S.P.	79.703	62.296
Red de Energía del Perú S.A.	<u>11.166</u>	<u>61.148</u>
	<u>\$ 1.510.423</u>	<u>\$ 870.926</u>

10. OTROS ACTIVOS

O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT	\$ 26.121	\$ 35.878
Cargos diferidos	23.743	27.265
Impuesto diferido	97.589	84.159
Derechos fiduciarios en fideicomisos	724	1.204
Impuesto al patrimonio	-	150.275
Licencias, software y servidumbres (1)	221.037	152.582
Otros activos (2)	<u>28.963</u>	<u>27.921</u>
	398.177	479.284
Menos – Amortización acumulada	<u>(54.746)</u>	<u>(153.500)</u>
	343.431	325.784
Menos – Porción corriente	<u>(13.572)</u>	<u>(12.979)</u>
	329.859	312.805
Depósitos entregados en administración (Nota 19)	<u>172.310</u>	<u>173.283</u>
	<u>\$ 502.169</u>	<u>\$ 486.088</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 corresponde a adquisición de servidumbres por \$168.580 (\$114.628 al 31 de diciembre de 2013) y licencias y software por \$52.457 (\$37.954 al 31 de diciembre de 2013).

(2) Al 31 de diciembre de 2014 corresponde a propiedades, planta y equipo de TGI disponibles para la venta por \$8.246 (\$8.515 al 31 de diciembre de 2013), adicionalmente, al 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluye mejoras en propiedades ajenas por \$11.535 (\$11.010) y otros por \$8.918 (\$8.396).

11. INTANGIBLES

	2014	2013
Crédito mercantil (1)	\$ 1.062.991	\$ 413.002
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT	979.481	979.481
Concesiones (2)	2.117.220	1.434.834
Otros derechos	<u>38.806</u>	<u>31.253</u>
	4.516.689	3.176.761
Menos – Amortización Acumulada	<u>(510.367)</u>	<u>(351.751)</u>
	<u>\$ 4.006.322</u>	<u>\$ 2.825.010</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el saldo del crédito mercantil en la adquisición de las siguientes compañías en forma directa por la EEB o a través de vehículos de inversión:

Transcogás (hoy TGI) (a)	\$ 42.530	\$ 42.531
Consortio Transmantaro (b)	69.368	69.368
EEC (c)	14.390	14.390
EEB Perú Holdings (d)	25.729	25.729
IELAH S.L. EU (f)	649.990	-
Promigás (e)	<u>260.984</u>	<u>260.984</u>
	<u>\$ 1.062.991</u>	<u>\$ 413.002</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\$12.50 millones 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\$50.07 millones. La adquisición originó un crédito mercantil por USD\$30.15 millones (\$69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD\$19.92 millones) y el valor pagado por EEB (USD\$50.07 millones).
- (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\$111.24 millones. La adquisición originó un crédito mercantil por

USD\$12.50 millones (\$25.729), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 31 de enero de 2011 (USD\$98.73 millones) y el valor pagado por EEB (USD\$111.24 millones).

- (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.
- (f) Mediante Junta Directiva de EEB No. 1516 de 2014, se aprobó el incremento de la participación de 68,05% al 99,97% en Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP., a través de su filial Española Transportadora de Gas Iberoamericana S.L. La compra del 31,92% se efectuó por USD\$880 millones de dólares (Col\$1.641.567 millones de pesos) valor que fue registrado contablemente como inversiones permanentes al costo intrínseco de las acciones por \$991.579 y un crédito mercantil por \$649.990, de conformidad con concepto emitido por la Contaduría General de la Nación, CGN No. 20142000032651 del 20 de noviembre de 2014. La recuperabilidad de éste crédito mercantil dependerá del éxito futuro de las operaciones de Transportadora Internacional de Gas S.A. E.S.P. y de las decisiones que se tomen sobre el futuro de las operaciones de Inversiones en Energía Latino América Holdings.
- (2) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde a activos recibidos producto de los contratos de concesión con : a) Cálidda por \$1.292.144 (\$883.310 en el 2013) equivalente al valor invertido en la construcción de la red de distribución de gas en las provincias de Lima y el Callao, y, b) Contugás por \$825.076 y (\$551.524 en el 2013) por las redes troncales que conectan y suministran gas desde la localidad de Humay hasta las ciudades de Chíncha e Ica, cuyos activos iniciaron depreciación en el año 2014.

12. VALORIZACIONES

	2014	2013
Inversiones (Nota 9)	\$ 3.641.816	\$ 4.162.114
Propiedades, planta y equipo	<u>1.185.985</u>	<u>1.186.297</u>
	<u>\$ 4.827.801</u>	<u>\$ 5.348.411</u>

EEB - El avalúo técnico de propiedades, planta y equipo de EEB fue elaborado al corte 31 de diciembre de 2013 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 31 de diciembre de 2013 por la firma TF Asesores y Auditores Ltda.

13. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2014	2013
Bonos emitidos:				
Bonos y Títulos Emitidos EEB (1)	6,125% SV	10/11/2021	\$ 1.807.197	\$ 1.455.473
Bonos y Títulos Emitidos TGI (2)	5,70% SV	20/03/2022	1.822.755	1.468.004
Bonos y Títulos Emitidos CALIDDA (3)	4,375% SV	15/03/2023	<u>774.449</u>	<u>623.746</u>
			4.404.401	3.547.223

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2014	2013
Obligaciones financieras:				
Banco de Bogotá EEC	6.68% E.A	30/03/2019	39.356	-
Banco de Popular EEC	6.38% E.A	30/07/2019	10.126	-
Banco de Popular EEC	6.55% E.A	30/12/2019	20.107	-
Banco de AV VILLAS EEC	4.45% E.A	30/03/2019	20.063	-
Corporación Andina Fomento EEB (4)	Libor + 1,6%	30/05/2020	188.310	179.220
Sindicado II Contugás	Libor + 3.5%	30/09/2019	-	500.078
Sindicado IELAH (4)	Libor + .25%	29/08/2019	1.555.130	-
Banco AV Bogotá EEC	4,57% EA	10/02/2014	-	59.249
Crédito sindicado Contugás (5)	Libor + 3,5%	30/09/2019	806.622	20.015
Citibank N.A. TRECSA (7)	1,65% EA	30/07/2015	208.568	-
Contratos de Leasing	-	-	18.321	12.689
Otros	-	-	-	23
			8.866.603	771.274
			7.271.004	4.318.497
Menos – Porción corriente			(107.331)	(124.456)
			<u>\$ 7.163.673</u>	<u>\$ 4.194.041</u>

- (1) *Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.* -El 3 de noviembre de 2011 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD\$610 millones, bajo la regla 144A Regulación S. a un plazo de 10 años. En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó una reapertura de la emisión de bonos por USD\$112 y USD\$27 millones, con el mismo vencimiento de la emisión inicial, en estas reaperturas se presentaron primas por un valor de USD\$1.960 millones y USD\$0.472 millones, respectivamente. Los recursos fueron usados para mejorar las condiciones financieras de la emisión de bonos del 2011. Las principales características de la emisión son:

Clase de título	Bonos de Deuda Pública
Fecha de emisión	Noviembre 15 y 27 de 2013
Valor nominal	USD \$749 millones
Plazo	10 años
Depositario	The Bank of New York Mellon.
Rendimiento	Bonos: 6.125% SV
Calificación	BBB/AAA(col) otorgado por Fitch Ratings Colombia S.A, BBB- por S&P y Baa3 Moody's.
Covenants	Ver literal (a)

- (2) *Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP.* – El 20 de marzo de 2012 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD\$750 millones, bajo la regla 144A Regulación S. a un plazo de 10 años. Los recursos fueron usados para mejorar las condiciones financieras de la emisión de bonos de 2007, ejerciendo por tanto la opción call de los bonos emitidos inicialmente. Las principales características de la emisión son:

Clase de título	Bonos de Deuda Pública
Fecha de emisión	Marzo 20 de 2012

Valor nominal	USD \$750 millones.
Plazo	10 años
Depositario	The Bank of New York Mellon
Rendimiento	5.70%
Calificación	BBB otorgado por Fitch Ratings, BBB- por Standard & Poor's y Baa3 por Moody's.
Covenants	Ver literal (a)

- (3) *Gas Natural de Lima y Callao – Cálida* – En marzo de 2013 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD\$320 millones, bajo la regla 144A Regulación S. a un plazo de 10 años. Los recursos fueron usados para el prepago de los préstamos con International Finance Corporation (IFC), Corporación Andina de Fomento (CAF), Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) y Citibank del Perú S.A., así como el préstamo subordinado de accionistas. Con el remanente de recursos de la emisión de bonos la Compañía financió sus planes de inversión de los años 2013 y 2014 lo que le permite seguir ampliando la red de gas en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. Las principales características de la emisión son:

Clase de título	Bonos de Deuda Pública
Fecha de emisión	Marzo de 2013
Valor nominal	USD \$320 millones.
Plazo	10 años
Rendimiento	4.375%
Calificación	AAA (col) otorgado por Fitch Ratings, BBB- por Standard & Poor's y Baa3 Moody's.
Covenants	Ver literal (a)

- (4) *Corporación Andina Fomento CAF EEB-* 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% SV 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) *Crédito sindicado Contugas* - El 30 de septiembre de 2013, Banco Davivienda S.A., Corporación Andina de Fomento, Banco de Bogotá (Panamá) S.A. y Banco de Bogotá (Nassau) Limited, acordaron otorgar a la Compañía un préstamo a un intereses libor a 180 días más 3.50% por USD\$310 millones en un plazo de 72 meses y pago del principal al final. así:

	USD\$
Banco Davivienda S.A.	USD\$ 110,000,000
Corporación Andina de Fomento	135,000,000
Banco de Bogotá (Panamá) S.A.	52,000,000
Banco de Bogotá (Nassau) Limited.	<u>13,000,000</u>
	<u>USD\$ 310,000,000</u>

Los desembolsos de este préstamo se efectuaron en forma gradual según las necesidades del flujo de caja mensual, hasta completar los USD\$310 millones a solicitud de la Compañía durante un periodo de disponibilidad (hasta el 31 de diciembre de 2014). Durante el 2013 se desembolsaron USD\$258 millones.

Adicionalmente, la Compañía debe cancelar una comisión de compromiso de 0,90% efectivo anual por el importe no desembolsado del préstamo. Así también a la firma del contrato la Compañía canceló el importe de la comisión de financiamiento equivalente al 0,90% del total del préstamo.

Los fondos obtenidos de este préstamo tuvieron como finalidad principal el pago del préstamo sindicado puente (por \$216 millones a favor de Banco Davivienda S.A., Banco de Bogotá S.A. New York Agency, Banco de Bogotá S.A. Panamá y Banco de Crédito del Perú) más la financiación de la inversión restante para culminar las obras asociadas al Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica.

Este préstamo está respaldado por un Compromiso Irrevocable de los accionistas en donde la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP y Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP, como obligados, se comprometen incondicional e irrevocablemente frente a la Compañía a realizar aportes de inmediata disposición al capital social de la Compañía directamente o a través de afiliadas; o mediante el otorgamiento a favor de la Compañía de deuda subordinada; en el caso de que la Compañía no cuente con fondos suficientes y disponibles para el pago del Crédito Sindicado y de las obras asociadas al Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica. Así mismo, el préstamo está respaldado principalmente por los siguientes elementos:

- Hipoteca de la Concesión a favor de los Prestamistas
 - Fidecomiso de Flujos de los ingresos de la Concesión
 - Carta Fianza respaldando el 100% de los intereses semestrales
- (6) *Crédito sindicado IELAH* - El 29 de agosto de 2014 IELAH S.L. adquirió un crédito sindicado por USD\$645 millones donde el Banco BBVA actúa como banco agente, esto con el fin de refinanciar los préstamos con empresas del grupo que mantnía ésta sociedad producto de la adquisición del 31,92% de TGI, dicho préstamo fue pactado con un vencimiento de 6 años y una tasa de interés Libor + 2,25%, donde en la última cuota se amortiza el total del principal del préstamo. Los bancos asociados al crédito sindicado se detallan a continuación:

	USD\$
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A.	USD\$ 100,000,000
Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch	100,000,000
The Bank of Nova Scotia	100,000,000
Banco de Bogota S.A.	60,000,000
Banco de Credito del Peru	60,000,000
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	60,000,000
The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.	50,000,000
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	50,000,000
[Natixis]	35,000,000
Mizuho Bank, Ltd.	<u>30,000,000</u>
	<u>USD\$ 645,000,000</u>

Ésta obligación se encuentra sujeta un periodo de doce meses donde debe llevarse a cabo una fusión de TGI S.A. ESP con IELAH, en caso de no darse dicho evento, EEB deberá otorgar una garantía corporativa a favor del Agente Administrativo en beneficio de los Acreedores, en los términos y condiciones previstos en el “guaranty agreement”. Sin embargo, EEB contará con un periodo adicional de doce meses a partir del primer año para proveer la garantía en mención, si entrega el soporte que evidencie que ha iniciado los trámites legales previstos en la ley.

Mediante Junta Directiva de EEB No. 1524 realizada el 26 de noviembre de 2014, La Empresa definió que no se continuará con el proceso de fusión entre IELAH y TGI mientras se analizan otras opciones.

- (7) Corresponde a crédito realizado con el Citibank cuya garantía corresponde a un pagare firmado por Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. de fecha 16 de agosto de 2014, con fecha de vencimiento el 30 de julio de 2015 a una tasa de interés del 1,65% anual; el monto total del préstamo deberá pagarse al vencimiento del mismo.

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

Año	Valor
2016	\$ 34.178
2017	34.178
2018 y siguientes	<u>7.095.317</u>
	<u>\$ 7.163.673</u>

(a) Covenants emisión bonos bajo la regla 144A Regulación S – 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 millones (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 efectos si EEB y TGI son calificadas con grado de inversión por al menos dos calificadoras de riesgo.

A partir de octubre de 2014 EEB tiene grado de inversión “BBB” “AAA” (Col) otorgado por Fitch Ratings y Moodys y Standard & Poor’s, por lo tanto las restricciones anteriores no tienen efecto para los bonos emitidos por la EEB.

A partir de 2012 y 2013 TGI tiene grado de inversión “BBB-” otorgado por Fitch Ratings y Standard & Poor’s respectivamente. Así mismo, Moody’s Investors asignó una calificación en moneda extranjera de “Baa3” desde el 2012. Por lo tanto, las restricciones anteriores no tienen efecto.

14. OPERACIONES DE COBERTURA

EEB - El 6 de noviembre de 2008 EEB contrató una operación de cobertura consistente en un coupon swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibió una tasa de interés del 8,75% SV en dólares sobre un monto de USD\$133 millones y se obligaba a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% SV 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 Ltd., EEB realizó emisión de un nuevo bono con vencimiento en el 2021 y modificó la operación de

cobertura con las siguientes condiciones: EEB recibe una tasa de interés del 6,125% SV en dólares sobre un monto de USD\$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 8,78% SV sobre un monto nocional 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 TGI se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2% sobre el monto nacional convertido en pesos con la tasa spot previamente definida por TGI y a intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento, en octubre de 2017. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultados. En razón a que el subyacente de estas coberturas, que era el bono emitido en 2007 con vencimiento en 2017, ya no existe, ya que el flujo de TGI está altamente dolarizado, se decidió liquidar de forma sintética estas operaciones suscribiendo estructuras combinadas de swaps y forwards con las condiciones opuestas a las suscritas inicialmente.

Al 31 de diciembre de 2014 se tienen suscritos los siguientes contratos:

Tranche original 8 ene 2009

Contraparte:		Bancolombia
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI paga en COP	\$	111.500
Tasa de interés que TGI paga:		2%
Tasa de interés que TGI recibe:		0%
Monto que TGI paga al final en COP	\$	173.925
Monto que TGI debe recibir al final USD		USD 50,000,000

Opposite swap Tranche original 8 ene 2009

Contraparte:		BBVA
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI recibe en COP	\$	111.500
Tasa de interés que TGI recibe		2%
Tasa de interés que TGI paga:		0%
Monto que TGI recibe al final en COP	\$	173.925
Monto que TGI debe pagar al final USD		USD 80,760,000

Tranche original 28 ene 2009

Contraparte:		Citibank
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI paga en COP	\$	112.500
Tasa de interés que TGI paga:		2%
Tasa de interés que TGI recibe:		0%
Monto que TGI paga al final en COP	\$	149.750
Monto que TGI debe recibir al final USD		USD 50,000,000

Opposite swap Tranche original 28 ene 2009

Contraparte:		BNP PARIBAS
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI recibe en COP	\$	112.500
Tasa de interés que TGI recibe		2%

Tasa de interés que TGI paga:		0%
Monto que TGI recibe al final en COP	\$	149.750
Monto que TGI debe pagar al final USD		USD 70,396,538
Operación cerrada en septiembre de 2014		

Tranche original 16 ene 2009

Contraparte:		Bancolombia
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI paga en COP	\$	111.250
Tasa de interés que TGI paga:		2%
Tasa de interés que TGI recibe:		0%
Monto que TGI paga al final en COP	\$	167.408
Monto que TGI debe recibir al final USD		USD 50,000,000

Opposite swap Tranche original 16 ene 2009

Contraparte:		JP Morgan
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI recibe en COP	\$	111.250
Tasa de interés que TGI recibe		2%
Tasa de interés que TGI paga:		0%
Monto que TGI recibe al final en COP	\$	167.408
Monto que TGI debe pagar al final USD		USD 78,155,000

Tranche original 9 ene 2009

Contraparte:		Bancolombia
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI paga en COP	\$	110.500
Tasa de interés que TGI paga:		2%
Tasa de interés que TGI recibe:		0%
Monto que TGI paga al final en COP	\$	171.993
Monto que TGI debe recibir al final USD		USD 50,000,000

Opposite swap Tranche original 9 ene 2009

Contraparte:		BBVA
Monto sobre el cual se calculan los intereses que TGI recibe en COP	\$	110.500
Tasa de interés que TGI recibe		2%
Tasa de interés que TGI paga:		0%
Monto que TGI recibe al final en COP	\$	171.993
Monto que TGI debe pagar al final USD		USD 80,730,000

Las valoraciones de los contratos de cobertura mencionados anteriormente son las siguientes:

	2014	2013
Derechos sobre operaciones de cobertura	\$ (1.217.718)	\$ (383.783)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	<u>1.472.571</u>	<u>615.292</u>
	254.853	231.509
Menos – Porción corriente	<u>-</u>	<u>(11.306)</u>
	<u>\$ 254.853</u>	<u>\$ 220.203</u>

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2014 generó una pérdida neta por \$51.616 (\$411 al 31 de diciembre de 2013), conformada por un ingreso por \$27.412 y un gasto por \$79.028 (ingreso por \$12.666 y gasto por \$13.077 al 31 de diciembre de 2013) (Ver Notas 27 y 28).

15. CUENTAS POR PAGAR

	2014	2013
Proveedores nacionales	\$ 214.224	\$ 185.622
Acreedores varios (2)	67.094	70.632
Dividendos por pagar	1.101.199	305
Impuestos por pagar (Nota 22)	72.736	52.058
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	14.141	3.097
Depósitos recibidos de terceros	18.163	12.442
Compañías vinculadas (Nota 17)	2.727	5.564
Otras	<u>7.817</u>	<u>3.093</u>
	1.498.101	332.813
Menos - Porción largo plazo	<u>(17.504)</u>	<u>(13.815)</u>
	<u>\$ 1.480.597</u>	<u>\$ 318.998</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluye principalmente comisiones, honorarios y servicios por \$15.956 (\$21.492 en 2013), aportes por devolver por derechos de conexión, cargo y sobrecargo (Calidda) por \$44.642 (\$29.659 en 2013), y subsidios asignados por EEC \$- (\$14.077 en 2013).

16. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

Activo:

Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 3.540	\$ 3.644
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>546</u>	<u>535</u>

4.086 4.179

Dividendos por cobrar:

Codensa S.A. E.S.P.	286.044	65.810
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>540.208</u>	<u>100.910</u>

826.252 166.720

\$ 830.338 \$ 170.899

Pasivo:

Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 16)

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 1.508	\$ 1.316
---------------------	----------	----------

	2014	2013
Emgesa S.A. E.S.P.	<u>1.219</u>	<u>4.248</u>
	<u>\$ 2.727</u>	<u>\$ 5.564</u>

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas:

Ingresos:

Emgesa S.A. E.S.P.	\$ 3.777	\$ 2.347
Codensa S.A. E.S.P.	<u>2.370</u>	<u>1.845</u>
	<u>\$ 6.147</u>	<u>\$ 4.192</u>

Ingresos por dividendos:

Codensa S.A. E.S.P.	\$ 460.699	\$ 264.951
Emgesa S.A. E.S.P.	822.548	405.659
Promigas S.A. E.S.P.	<u>79.703</u>	<u>62.296</u>
	<u>\$ 1.362.950</u>	<u>\$ 732.906</u>

Costos y gastos:

Emgesa S.A. E.S.P. (1)	\$ 11.538	\$ 37.089
Codensa S.A. E.S.P. (2)	<u>11.330</u>	<u>14.918</u>
	<u>\$ 22.868</u>	<u>\$ 52.007</u>

- (1) Corresponde principalmente a compras de energía en bloque realizadas por la EEC durante el periodo.
- (2) 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.

Operaciones de administradores - Al 31 de Diciembre de 2014 y al 31 de octubre de 2014 no se presentaron 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

	2014	2013
Cuota de fomento	\$ 1.777	\$ 1.512
Impuesto de transporte (1)	13.243	12.175
Encargo fiduciario- Gasoducto del Ariari	2.811	2.714
Otros	<u>529</u>	<u>758</u>
	<u>\$ 18.360</u>	<u>\$ 17.159</u>

- (1) 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

Provisión para contingencias (1)	\$ 79.023	\$ 74.434
Otras provisiones (2)	<u>28.401</u>	<u>64.068</u>
	107.424	138.502
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	<u>(81.716)</u>	<u>(73.243)</u>
	<u>\$ 25.708</u>	<u>\$ 65.259</u>

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2014 el valor de las reclamaciones contra la Empresa por litigios administrativos, civiles y laborales ascienden a \$55.984 (\$54.654 al 31 de octubre de 2014), y otros por importes indeterminados. Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado \$47.878 (\$47.070 al 31 de octubre de 2014) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa con el concurso de los asesores externos ha concluido, que el resultado de los procesos 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.

A continuación se describen los principales procesos que se encuentran en contra de la Empresa:

Acción de grupo embalse del Muña – 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 tuvo fallo de segunda instancia y se encuentra en firme.

Con el propósito de atender este proceso, EEB, Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá ESP., 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, ya que lo 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.

Arbitraje GyM Conciviles - EEB fue notificada el 29 de julio de 2014 de una solicitud de arbitraje promovida por el Consorcio Graña y Montero - Conciviles en contra de Contugás compañía filial de la EEB con domicilio en Perú y EEB, ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en la que reclama el reconocimiento y pago de los mayores costos y perjuicios materiales supuestamente causados en la ejecución del contrato No. GG-271-2011 (Contrato RPC) que tiene por objeto la construcción e instalación del Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica – Perú. Las pretensiones de la solicitud de arbitraje ascienden a USDS 80 millones.

El Consorcio pretende vincular a EEB como parte codemandada dentro del proceso arbitral, desconociendo que EEB no es parte del contrato objeto de la controversia y que por consiguiente, EEB no participó en la suscripción y ejecución del referido contrato.

En consecuencia, EEB cuenta con fundamentos fácticos, jurídicos y probatorios para ejercer su defensa y solicitar su desvinculación del proceso de arbitraje, por lo cual este es calificado como eventual.

Otras contingencias – Al 31 de diciembre de 2014, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a \$707.978 (\$185.998 al 31 de diciembre de 2013). Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado \$79.023 (\$74.434 al 31 de diciembre de 2013) 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:

	2014	2013
Administrativas	\$ 3.448	\$ 14.138
Civiles	30.267	21.364
Laborales (a)	37.509	36.302
Fiscales y otros	<u>7.799</u>	<u>2.630</u>
	<u>\$ 79.023</u>	<u>\$ 74.434</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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 \$30.005 (\$31.797).

(2) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde principalmente a provisiones por concepto de:

	2014	2013
Compra de energía	\$ 2.335	\$ 5.255
Opción de compra BOMT	6.601	5.316
Impuestos	6.064	35.220
Prestaciones sociales	-	3.686
Cuotas partes pensionales (calculo actuarial)	3.890	4.455
Pasivos estimados cierre y otros	<u>9.511</u>	<u>10.136</u>
	<u>\$ 28.401</u>	<u>\$ 64.068</u>

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 289.175	\$ 291.730
Menos – Porción corriente	<u>(30.661)</u>	<u>(31.091)</u>
Pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 258.514</u>	<u>\$ 260.639</u>

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

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 25)	<u>\$ 47.257</u>	<u>\$ 25.260</u>
--	------------------	------------------

Cálculo actuarial – De acuerdo con los contratos colectivos e individuales, deben pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. El Instituto de Seguros Sociales –ISS– y las compañías administradoras de pensiones asumen la mayor porción de esta obligación, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos legales.

El valor presente de la obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, fue determinado con base en estudios actuariales de conformidad con regulaciones legales, y en especial con lo convenido en los contratos individuales y colectivos vigentes (Pacto y Convención). Para la determinación del pasivo se incluyó lo reglamentado en la Resolución N°1555 del 30 de julio de 2010 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, con la cual se actualizan las tablas de mortalidad de rentistas hombres y mujeres.

Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo actuarial fueron las siguientes:

EEB -

Tasa de descuento	7.60%	7.50%
Tasa de crecimiento futuro de pensiones y sueldos	3%	3%
Número de empleados	1.709	1.753

EEC -

Tasa de descuento	7.04%	7.25%
-------------------	-------	-------

	2014	2013
Tasa de crecimiento futuro de pensiones y sueldos	3%	4%
Número de empleados	319	319

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 2012 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2014, el Fondo de Pensiones asciende a \$164.247 (\$173.283 al 31 de diciembre de 2013), los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo. 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 2014, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por \$1.550 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por \$2.120, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2013..

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.

Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 52.260	\$ 41.547
Menos – Porción corriente	<u>(3.750)</u>	<u>(4.256)</u>
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	<u>\$ 48.510</u>	<u>\$ 37.291</u>

Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo de beneficios complementarios fueron las siguientes:

	2014	2013
<i>EEB</i> -		
Tasa de descuento servicio médico	6%	6%
Tasa de descuento centro vacacional	3%	3%
<i>EEC</i> -		
Tasa de descuento servicio médico	8%	4%

20. OTROS PASIVOS

Impuesto diferido	\$ 227.432	\$ 198.542
Ingresos recibidos por anticipado (1)	<u>50.282</u>	<u>23.125</u>
	277.714	221.667
Menos – Porción corriente	<u>(715)</u>	<u>(9.464)</u>
	<u>\$ 276.999</u>	<u>\$ 212.203</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 incluye principalmente ventas diferidas Calidad por \$26.191 (\$7.079 en el 2013), 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, y, anticipo de EEBIS GT pagado por Cementos Progreso por \$9.505 (\$0 en el 2013) por para ejecución de proyecto CEMPRO.

21. IMPUESTOS

Impuesto sobre la renta – La Empresa está sujeta al impuesto de renta a una tarifa aplicable del 25% sobre la renta líquida.

Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) - El artículo 20 de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 creó este impuesto a una tarifa del 8%. Para los años 2013, 2014 y 2015 la tarifa es del 9% sobre la renta líquida. Para todos los efectos, la base gravable del CREE no podrá ser inferior al 3% del patrimonio líquido del contribuyente en el último día del año gravable inmediatamente anterior, de conformidad con lo previsto en los artículos 189 y 193 del Estatuto Tributario.

El detalle de la cuenta por pagar de impuestos, gravámenes y tasas es el siguiente (Ver Nota 15):

Impuesto al patrimonio (1)	\$ -	\$ 37.602
Retenciones de impuestos	68.829	12.120
Impuesto sobre las ventas por pagar	1.362	1.226
Otros impuestos y contribuciones	<u>2.545</u>	<u>1.110</u>
	<u>\$ 72.736</u>	<u>\$ 52.058</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 \$150.275 del impuesto al patrimonio y su sobretasa con cargo a la cuenta cargos diferidos. Durante el 2014 se cancelaron las cuotas 7 y 8 por \$37.597 (\$37.597 al 31 de diciembre de 2013), amortizándolas con cargo al resultado del ejercicio, con lo cual al 31 de diciembre de 2014 no existe saldo pendiente por pagar por este concepto.

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

	2014	2013
Impuesto corriente del año	\$ 118.198	\$ 71.371
Impuesto CREE	34.277	25.408
Efecto del impuesto sobre la renta diferido, neto	<u>10.304</u>	<u>31.070</u>
	<u>\$ 162.779</u>	<u>\$ 127.849</u>

Reforma tributaria – A continuación se resumen algunas modificaciones al régimen tributario colombiano para los años 2015 y siguientes, introducidas por la Ley 1739 del 23 de diciembre de 2014:

Impuesto a la riqueza – Se crea a partir del 1 de enero de 2015 el impuesto a la riqueza. Este impuesto se genera por la posesión de riqueza (patrimonio bruto menos deudas vigentes) igual o superior a \$1.000 millones de pesos al 1 de enero del año 2015. La obligación legal se causa el 1 de Enero de 2015, el 1 de Enero de 2016 y el 1 de Enero de 2017. La base gravable del impuesto a la riqueza es el valor del patrimonio bruto de las personas jurídicas, menos las deudas a cargo vigentes, poseído al 1 de enero de 2015, 2016 y 2017. Su tarifa marginal corresponde a lo siguiente:

Rangos Base Gravable	2015	2016	2017
Desde \$ 0 hasta \$2.000.000	0,20%	0,15%	0,05%
Desde \$2.000.000 hasta \$3.000.000	0,35%	0,25%	0,10%
Desde \$3.000.000 hasta \$5.000.000	0,75%	0,50%	0,20%
Desde \$5.000.000 en adelante	1,15%	1,00%	0,40%

Impuesto sobre la renta para la equidad CREE y su sobretasa – A partir del periodo gravable 2016 y transitoriamente para 2015 la tarifa del impuesto CREE será del 9%.

Las pérdidas fiscales en que incurran los contribuyentes del impuesto CREE a partir del año 2015, podrán compensarse en este impuesto. Así mismo, el exceso de la base mínima del CREE también podrá compensarse a partir de 2015 dentro de los 5 años siguientes reajustados fiscalmente.

En ningún caso el impuesto CREE, ni su sobretasa, podrá ser compensado con saldos a favor por concepto de otros impuestos, que hayan sido liquidados en las declaraciones tributarias. Del mismo modo, los saldos a favor que se liquiden en las declaraciones del impuesto CREE, y su sobretasa, no podrán compensarse con deudas por concepto de otros impuestos, anticipos, retenciones, intereses y sanciones.

Se crea por los periodos 2015, 2016, 2017 y 2018 la sobretasa al CREE. El hecho generador de la sobretasa aplica a contribuyentes cuya declaración anual del impuesto CREE arroje una utilidad igual o superior a \$800 millones de pesos. La tarifa marginal aplicable para establecer la sobretasa será:

Sobretasa	2015	2016	2017	2018
Base gravable - \$800 millones	5%	6%	8%	9%

La sobretasa estará sometida a un anticipo del 100% del valor de la misma, calculado sobre la base gravable del impuesto CREE sobre la cual el contribuyente liquidó el mencionado impuesto para el año gravable inmediatamente anterior. El anticipo de la sobretasa del impuesto CREE deberá pagarse en dos cuotas anuales en los plazos que fije el reglamento.

Impuesto sobre la renta y complementarios – Se aclara la residencia para efectos tributarios y se establece las siguientes tarifas para las rentas obtenidas por las sociedades y entidades extranjeras, que no sean atribuibles a una sucursal o establecimiento permanente:

Año			
2015	2016	2017	2018
39%	40%	42%	43%

Se modifica la aplicación del descuento tributario por los impuestos pagados en el exterior, distribuyendo el mismo entre el impuesto sobre la renta y el CREE en una proporción de 64% y 36% respectivamente.

Se establecen modificaciones a los incentivos tributarios de i) Deducción por inversiones en investigación, desarrollo tecnológico o innovación, ii) Descuento tributario del impuesto sobre la renta por IVA pagado en la adquisición de bienes de capital y maquinaria pesada.

También se permite manejar la diferencia en cambio de las inversiones extranjeras sin efectos fiscales, hasta el momento de la enajenación de la respectiva inversión.

Así mismo se aplaza la entrada en vigencia de la limitación de las deducciones por pagos en efectivo para el año 2019 y siguientes.

Otras disposiciones - Nuevamente se establecen mecanismo de conciliación, transacción y condiciones especiales de pago para terminar los procesos o discusiones que los contribuyentes tengan con las autoridades, relacionados con temas tributarios, aportes al sistema de seguridad social, aduaneros y cambiarios.

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 2013 y 2012, distribuidas así:

	Número de acciones	%
Bogotá 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>

Prima en colocación de acciones – Generada principalmente por la emisión y colocación de acciones, realizada por la Empresa en el 2011.

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.

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.

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.

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.

Distribución de dividendos – De acuerdo a lo establecido en las Asambleas Ordinarias de marzo de 2014 y diciembre 2014, se aprobó el proyecto de distribución de dividendos del ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013 y el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014, por valor de \$590.533 y \$1.100.874, respectivamente.

23. COSTOS DE VENTAS

	2014	2013
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	\$ 9.968	\$ 7.653
Generales	1.979	1.896
Depreciaciones	15.436	14.449
Amortizaciones	400	417
Arrendamientos	158	129
Honorarios, comisiones y servicios	1.671	3.281
Contribuciones	11.401	10.274
Operación y mantenimiento	6.058	6.340
Servicios públicos	73	28
Seguros	2.001	1.755
Impuestos	<u>1.503</u>	<u>1.162</u>
Subtotal transmisión de electricidad	50.648	47.384
Distribución de electricidad:		
Servicios personales	16.268	13.429
Contratos, convenios y otros generales	35.200	35.662
Depreciaciones	10.362	8.139
Amortizaciones	2.839	1.139
Arrendamientos	1.201	1.194
Honorarios, comisiones y servicios	3.856	2.721
Operación y mantenimiento	21.878	20.520
Impuestos	3.698	3.455
Seguros	401	399
Compras de energía	103.903	93.881
Uso de líneas redes y ductos	<u>36.846</u>	<u>34.949</u>
	236.452	215.488
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	27.321	24.708
Gas combustible compresoras y otros generales	32.287	51.740

	2014	2013
Honorarios, comisiones y servicios	4.282	1.726
Depreciaciones	91.969	90.660
Amortizaciones	30.731	30.048
Impuestos y contribuciones	1.713	1.307
Arrendamientos	10.981	11.870
Operación y mantenimiento	37.405	43.585
Seguros	<u>17.922</u>	<u>15.864</u>
	254.611	271.508

Distribución de gas natural:

Comisiones, honorarios y servicios	125.263	114.209
Instalaciones para terceros y otros generales	86.868	47.446
Operación y mantenimiento	425.195	326.127
Amortizaciones	<u>55.840</u>	<u>21.846</u>
	<u>693.166</u>	<u>509.628</u>
	<u>\$ 1.234.877</u>	<u>\$ 1.044.008</u>

24. OTROS INGRESOS

Recuperaciones (1)	\$ 57.384	\$ 94.624
Utilidad en venta de propiedades	506	2.692
Arrendamientos	5.235	4.674
Honorarios, servicios y venta materiales	4.636	6.747
Extraordinarios	<u>14.366</u>	<u>9.229</u>
	<u>\$ 82.127</u>	<u>\$ 117.966</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 las recuperaciones corresponden a:

Recuperación provisiones (a)	\$ 54.463	\$ 92.936
Ajustes de ejercicios anteriores	228	540
Recuperación cuotas partes y compartibilidad pensionales	2.602	1.013
Otros	<u>91</u>	<u>135</u>
	<u>\$ 57.384</u>	<u>\$ 94.624</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde principalmente a recuperación de provisiones de inventarios, deudores, pensiones y contingencias por \$52.432 (\$90.763 en 2013) y a recuperaciones de costos y gastos por \$2.031 (\$2.173 en 2013).

25. GASTOS NO OPERACIONALES

Corresponden a los gastos incurridos por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. como Compañía Holding; del total de los mismos, hace una distribución de sus costos y gastos a fin de asignarlos al negocio de transmisión el cual desarrolla de acuerdo con su objeto social.

	2014	2013
Servicios personales	\$ 22.517	\$ 17.394
Contribuciones imputadas	1.987	5.359
Contribuciones efectivas	4.780	4.462
Aportes sobre nómina	332	341
Pensiones de jubilación (Nota 20)	47.257	25.260
Cuotas partes pensionales	354	357
Comisiones, honorarios y servicios	24.526	18.492
Servicios públicos	175	268
Publicidad y propaganda	5.084	2.893
Suscripciones y afiliaciones	343	299
Impuestos (1)	72.927	54.615
Vigilancia y seguridad	1.730	1.483
Comunicación y transporte	1.435	1.257
Mantenimiento, materiales y suministros	4.902	4.387
Seguros	1.349	1.350
Otros gastos generales	5.000	2.088
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	<u>(10.083)</u>	<u>(22.819)</u>
	<u>\$ 184.615</u>	<u>\$ 117.486</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los gastos de impuestos corresponden a:

Impuesto al patrimonio	\$ 37.597	\$ 37.597
Gravamen al movimiento financiero	2660	672
Impuesto de industria y comercio	25.829	10.917
Impuesto predial	1.813	1.367
Impuesto a las ventas no descontable	4.202	2.836
Otros impuestos y contribuciones	<u>826</u>	<u>1.226</u>
	<u>\$ 72.927</u>	<u>\$ 54.615</u>

A continuación se relaciona el número de empleados activos de la Empresa y sus filiales a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Empleados de dirección y confianza	220	199
Otros empleados	<u>104</u>	<u>105</u>
Total empleados EEB	324	304
Empleados de dirección y confianza	48	102

	2014	2013
Otros empleados	<u>320</u>	<u>250</u>
Total empleados TGI	368	352
Empleados de dirección y confianza	37	44
Otros empleados	<u>126</u>	<u>163</u>
Total empleados Contugás	163	207
Empleados de dirección y confianza	20	15
Otros empleados	<u>146</u>	<u>77</u>
Total empleados Trecca	<u>166</u>	<u>92</u>
Empleados de dirección y confianza	8	4
Otros empleados	<u>40</u>	<u>3</u>
Total empleados EEBIS	<u>48</u>	<u>7</u>
Total	<u><u>1.069</u></u>	<u><u>962</u></u>

26. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

Corresponden a los las provisiones, depreciaciones y amortizaciones registrados por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. como Compañía Holding, y que no fueron asignados al negocio de transmisión.

Depreciaciones	\$ 969	\$ 938
Amortizaciones	36.761	20.744
Provisión para propiedades, planta y equipo	-	14.104
Provisión para deudores	1.240	1.321
Provisión de inventarios	114	208
Provisión para protección de inversiones	24	3
Provisión para contingencias	<u>10.885</u>	<u>2.281</u>
	<u>\$ 49.993</u>	<u>\$ 39.599</u>

27. INGRESOS FINANCIEROS

Dividendos (Nota 9)	\$ 1.510.423	\$ 870.926
Rendimiento patrimonio autónomo pensiones	14.445	4.087
Utilidad valoración de inversiones	29.061	14.398
Intereses y rendimientos	32.672	28.772
Otros ingresos financieros	1.748	1.938

	2014	2013
Utilidad en valoración de coberturas (Nota 14)	<u>27.412</u>	<u>12.666</u>
	<u>\$ 1.615.761</u>	<u>\$ 932.787</u>
28. GASTOS FINANCIEROS		
Intereses	\$ 265.162	\$ 193.446
Comisiones	20.395	21.684
Operaciones de cobertura (Nota 14)	79.028	13.077
Otros gastos financieros	<u>756</u>	<u>3.044</u>
	<u>\$ 365.341</u>	<u>\$ 231.251</u>
29. CUENTAS DE ORDEN		
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	\$ 109.350	\$ 211.722
Fiscales	757.476	1.034.822
Otras cuentas deudoras	<u>285.258</u>	<u>8.668</u>
	1.152.084	1.255.212
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	<u>12.527</u>	<u>88.383</u>
	12.527	88.383
Litigios o demandas:		
Civiles	32.481	41.761
Laborales	3.536	3.865
Administrativas	<u>592.938</u>	<u>65.938</u>
	628.955	111.564
Contratos de servicios	366.804	343.498
Órdenes de compra	2.608	2.509
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	<u>211.037</u>	<u>197.358</u>
	<u>1.072.560</u>	<u>1.035.476</u>
	<u>\$ 2.866.126</u>	<u>\$ 2.490.635</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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. PRINCIPALES CONTRATOS

TGI - Contratos BOMT's (Build, Operate, Maintain and Transfer / Construcción, operación, mantenimiento y transferencia) – 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.	USD\$ 54,250,150	10	30/09/2009	USD\$ 542,501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena– Barrancabermeja (1)	Centragás S.A.	USD\$219,581,800	15	24/02/2011	USD\$ 2,195,818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita– Cali	Transgás de Occidente S.A.	USD\$275,915,800	20	25/08/2017	USD\$ 2,759,158

(1) TGI ejerció las opciones de compra de los gasoductos BOMT; Boyacá Santander el 21 de octubre de 2009 por USD\$0.542 y Ballena – Barrancabermeja el 24 de febrero de 2011 por USD\$2.19 millones.

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.

TRECSA - Contrato de ejecución de obras de Transmisión – Para realizar sus operaciones la Compañía suscribió el 22 de febrero de 2010 un Contrato de autorización de las obras de transmisión, que le fueron adjudicados como resultado del proceso de licitación abierta para la

prestación del servicio de transporte de Energía Eléctrica. El proyecto consiste en 6 lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, construyendo un total de 845 kms de líneas de 230 Kv y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones.

CONTUGAS - Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica (en adelante contrato BOOT) – Mediante Resolución Suprema N° 046-2008-EM, de fecha 21 de octubre de 2008, el Estado Peruano (el Concedente) otorgó a la Compañía la adjudicación de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica. Asimismo, la Compañía suscribió el 7 de marzo de 2009, con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y con intervención de Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.(hoy Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP)., en su calidad de operador calificado, el denominado “Contrato de Concesión”, el cual regula los términos y condiciones que rigen el otorgamiento de la referida concesión.

En virtud del Contrato de Concesión, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural vía red de ductos en el departamento de Ica desde la fecha de Puesta en Operación Comercial y el vencimiento del plazo del Contrato de Concesión, que se establece en 30 años contados a partir de la fecha de cierre. Al vencimiento del Contrato de Concesión, la Compañía podrá solicitar la prórroga del referido plazo con una anticipación no menor de 4 años al de su vencimiento o el de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

EEB - Proyecto Suroccidente - La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) adjudicó en febrero 2015, a la Empresa Energía de Bogotá (EEB) uno de los proyectos más importantes para el refuerzo de la infraestructura energética en el suroccidente de Colombia. El proyecto tendrá un valor de inversión cercano a los USD\$350 millones de dólares e influencia en los departamentos de Antioquia, Caldas, Quindío, Risaralda y Valle del Cauca. La Empresa Energía de Bogotá (EEB), casa matriz del Grupo Energía de Bogotá, hizo la mejor oferta económica en valor presente neto de USD\$198.20 millones y por esta razón le fue adjudicado por la UPME el Refuerzo Sur Occidental: Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas.
