Prospecto de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá
Febrero de 2017

PROSPECTO DE INFORMACIÓN
BONOS EEB

Hasta un billón trescientos diecisiete mil trescientos ochenta millones de Pesos (COP 1,317,380,000,000), lo que corresponde al equivalente de cuatrocientos cincuenta millones de dólares (USD 450,000,000) convertidos a la TRM del día 26 de enero de 2017, el cual corresponde a la aprobación del Reglamento por parte de la Junta Directiva del Emisor

Información general de la Emisión

Emisor:	Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P. ("EEB").
Domicilio:	Cra 9 # 73-44 Bogotá D.C.
Número de identificación tributaria:	NIT 899.999.082-3.
Actividad Principal del Emisor:	Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas..
Mercado y Destinatarios de las Ofertas	Las ofertas tendrán como destinatario al mercado principal; personas naturales, personas jurídicas, inversionistas institucionales, entidades oficiales y en general, el público inversionista, entre los que se encuentran los fondos de pensiones y cesantías.
Clase de Valores:	Bonos de Deuda Pública Interna.
Modalidad de Inscripción:	Los Bonos se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
Monto Total Autorizado de la Emisión:	El monto total autorizado para llevar a cabo la Emisión es de hasta un billón trescientos diecisiete mil trescientos ochenta millones de Pesos (COP 1,317,380,000,000), lo que corresponde al equivalente de cuatrocientos cincuenta millones de dólares (USD 450,000,000) convertidos a la TRM del día 26 de enero de 2017, el cual corresponde a la aprobación del Reglamento por parte de la Junta Directiva del Emisor.
Número de Bonos:	La cantidad total de títulos ofrecidos será el resultado de sumar el número de Bonos ofrecidos en la Emisión, donde este último se define como el resultado de dividir el monto efectivamente emitido sobre el Valor Nominal de cada Bono.
Ley de Circulación:	A la orden.
Valor Nominal:	COP 10,000,000 para las Series A, B y C, 10,000 UVR para la Serie D y 1,000 Dólares para la Serie E.
Inversión Mínima	La Inversión Mínima será de un (1) Bono.
Series:	La Emisión de los Bonos constará de cinco (5) Series con la siguientes características: Serie A: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable referenciados al IPC. Serie B: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable ligada al DTF. Serie C: Bonos denominados en pesos y con tasa fija. Serie D: Bonos denominados en UVR pagadero en Pesos y con tasa fija. Serie E: Bonos denominados en Dólares pagaderos en Pesos y con tasa fija.
Rendimiento:	Los Bonos ofrecerán un rendimiento en Pesos según la Serie bajo la cual sean emitidos. La Tasa Máxima de Rentabilidad será determinada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
Plazo de Redención:	Entre uno (1) y treinta (30) años contados a partir de la Fecha de Emisión.
Precio de Suscripción:	Ver numeral 5.1.3.10 del presente Prospecto de Información.
Amortización de Capital:	El Emisor determinará en el respectivo Aviso de Oferta Pública el esquema de amortización de los Bonos ofrecidos.
Plazo de Colocación y Vigencia de la Oferta:	El plazo de colocación será de un (1) año contados a partir de la Fecha de Emisión, y la Vigencia de la Oferta será estipulada en el respectivo Aviso de Oferta Pública. No obstante, de acuerdo con el artículo 5.2.6.2.1. del Decreto 2555 de 2010, si dentro del año siguiente a la fecha de la ejecutoria del acto administrativo por medio del cual se inscribió la Emisión, no se efectúa la Oferta Pública en el mercado primario, operará su cancelación oficiosa en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
Derechos que Incorporan los Bonos:	Ver numeral 5.1.14.1 del presente Prospecto de Información.
Código de Buen Gobierno:	EEB cuenta con un Código de Buen Gobierno adoptado por la Junta Directiva del Emisor, el cual se encuentra a disposición de todos los inversionistas en la página web de la compañía http:/

	www.grupoenergiadebogota.com. Adicionalmente, de conformidad con la Circular Externa 029 de 2014, expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, la sociedad efectúa el reporte anual de prácticas del gobierno corporativo contenidas en el código país.
Fecha de Actualización de Información del Prospecto:	La información financiera del presente Prospecto se encuentra actualizada al 30 de septiembre de 2016. A partir de esa fecha, la información financiera y toda información relevante del Emisor se encuentra a disposición de los interesados en la página web corporativa del Emisor (www.grupoenergiadebogota.com) y en la página web de la SFC.
Fecha de Difusión del Prospecto:	La información financiera contenida en este prospecto se encuentra actualizada al 30 de septiembre de 2016. A partir de esa fecha, la información financiera y toda información relevante se encuentra a disposición de los interesados en el Registro Nacional de Valores y Emisores y/o en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. y/o podrá ser consultada en la página web www.superfinanciera.gov.co de la Superintendencia Financiera de Colombia.
Bolsa en que están Inscritos los Bonos:	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Calificación:	Los Bonos han sido calificados AAA por Fitch Ratings Colombia S.A., calificación que indica que la capacidad de repagar oportunamente capital e intereses es sumamente alta. Es la más alta categoría en grados de inversión.
Garantías:	Los Bonos no tendrán ninguna garantía.
Representante Legal de los Tenedores de Bonos:	Servistrust GNB Sudameris S.A.
Agente Administrador de los Bonos	Depósito Centralizado de Valores de Colombia, Deceval S.A.
Agente Estructurador de la Emisión	Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, en su calidad de entidad contratada por el Emisor para la estructuración financiera de los Bonos.
Agente Líder Colocador	Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, en su calidad de entidad contratada por el Emisor para desarrollar la labor de promoción y colocación de los Bonos.
Comisiones y gastos conexos	Las sociedades comisionistas de bolsa a través de las cuales se ofrezcan los Bonos, podrán cobrar una comisión que será negociada y convenida entre cada sociedad comisionista y los respectivos potenciales inversionistas. Sin perjuicio de estas y de las obligaciones tributarias aplicables a cada Inversionista, éstos no tendrán que pagar comisiones ni gastos conexos para la suscripción de los Bonos, siempre y cuando dichos Bonos sean adquiridos en la oferta primaria.
Advertencias	**SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.** **LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA, NO IMPLICA CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.** **LA INSCRIPCIÓN DE LOS BONOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A., NO IMPLICA CERTIFICACIÓN ALGUNA SOBRE LA BONDAD DEL VALOR, O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR POR PARTE DE LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. LA TOTALIDAD DE LA EMISIÓN SE ADELANTARÁ EN FORMA DESMATERIALIZADA, POR LO QUE LOS ADQUIRENTES RENUNCIARÁN A LA POSIBILIDAD DE MATERIALIZAR LOS BONOS. SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.**

Emisor | ***Agente Estructurador y Líder Colocador*** | ***Otros Agentes Colocadores*** | ***Asesor Legal***

Febrero de 2017

1 AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS

Aspectos generales

Los Bonos emitidos por sociedades emisoras de valores diferentes a los establecimientos de crédito vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia deben ser objeto de inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

La inscripción de los Bonos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la autorización de su Oferta Pública, no implican calificación ni responsabilidad alguna por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia acerca de las personas naturales o jurídicas inscritas, ni sobre el precio, la bondad o la negociabilidad de los Bonos o de su emisión, ni sobre la solvencia del Emisor.

La inscripción de los Bonos en la Bolsa de Valores no implica certificación sobre la bondad del valor o la solvencia del Emisor.

Se considera indispensable la lectura del Prospecto de Información para que los potenciales inversionistas puedan evaluar adecuadamente la conveniencia de la inversión.

El presente Prospecto de Información no constituye una oferta ni una invitación por o a nombre del Emisor, el Agente Estructurador de la Emisión o el Agente Líder Colocador, a suscribir o comprar cualquiera de los valores sobre los que trata el mismo.

Este Prospecto de Información describe las condiciones generales de los Bonos. El inversionista deberá consultar el Aviso de Oferta Pública respectivo para cada Oferta Pública. El inversionista no deberá asumir que la información contenida en este Prospecto de Información corresponde a una fecha diferente a la indicada en la portada del mismo.

Autorizaciones

La Asamblea de Accionistas de Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, en adelante "EEB" o "Emisor", delegó en la Junta Directiva de EEB la posibilidad de aprobar la emisión y colocación de Bonos de Deuda Pública Interna mediante Oferta Pública según consta en el acta N°70 del 30 de marzo de 2015. En este sentido, la Junta Directiva de EEB a través de las actas Nos. 1535 del 21 de abril de 2015 y 1556 del 26 de mayo de 2016 autorizó la emisión y colocación de Bonos de Deuda Pública Interna mediante Oferta Pública. En dicha acta se autorizó un cupo máximo del equivalente en Pesos de hasta cuatrocientos cincuenta millones de dólares americanos (USD 450,000,000).

La Junta Directiva de EEB aprobó el Reglamento de la emisión y colocación de Bonos de Deuda Pública Interna y el Prospecto de Información mediante el acta No. 1569 del 26 de enero de 2017.

Mediante resolución número 0296 del 21 de febrero de 2017 la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la inscripción de los Bonos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y autorizó la Oferta Pública de los Bonos. La inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la autorización de la Oferta Pública no implica calificación ni responsabilidad alguna por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia acerca de las personas naturales o jurídicas inscritas ni sobre el precio, la bondad o la negociabilidad del valor, o de la respectiva Emisión, ni sobre la solvencia del Emisor.

Mediante la Resolución No. 0155 del 24 de enero de 2017 del expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público se autorizó al Emisor para emitir, suscribir y colocar títulos de deuda pública interna a través de la emisión y colocación desmaterializada hasta por la suma de hasta cuatrocientos cincuenta millones de dólares de Estados Unidos de América (USD 450,000,000) o su equivalente en Pesos.

La Emisión obtuvo el concepto favorable de la Secretaria Distrital de Planeación mediante comunicación radicada con el No. 2-2016-45728 del 7 de octubre de 2016, fundamentando su concepto en las proyecciones financieras de la empresa en el periodo comprendido entre 2016-2032 y en la justificación técnica, económica y social. El concepto favorable fue emitido por el monto en Pesos de hasta cuatrocientos cincuenta millones de dólares de Estados Unidos de América (USD 450,000,000).

Autorizaciones previas de los inversionistas

Los inversionistas interesados en adquirir los Bonos, previamente a la aceptación de la Oferta Pública, deberán obtener cualquier autorización judicial, gubernamental, corporativa o de cualquier otra índole que por sus condiciones particulares puedan requerir.

Ofertas públicas o privadas adelantadas por el Emisor

El Emisor declara que a la fecha de este Prospecto de Información no adelanta ofertas públicas o privadas de valores en forma simultánea con la del presente Emisión.

Personas autorizadas para dar información sobre el contenido del Prospecto de Información

Las personas autorizadas para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto de Información son:

- Felipe Castilla – Vicepresidente Financiero

- Julián Naranjo –Gerente Financiamiento y Relación con Inversionistas
  Correo electrónico: jnaranjo@eeb.com.co
  Telefono: + 57 1 3268000 ext 1536

- Rafael Salamanca - Asesor Gerencia Financiamiento y Relación con Inversionistas
  Correo electrónico: rsalamanca@eeb.com.co
  Telefono: + 57 1 3268000 ext 1675

- Fabian Sanchez - Asesor Gerencia Financiamiento y Relación con Inversionistas
  Correo electrónico: fsanchez@eeb.com.co
  Telefono: + 57 1 3268000 ext 1827

- Paola Viloria - Asesor Gerencia Financiamiento y Relación con Inversionistas
  Correo electrónico: pviloria@eeb.com.co
  Telefono: + 57 1 3268000 ext 1611

Personas naturales o jurídicas que han participado en valoración de activos del Emisor

Para la presente Emisión, no se ha contratado ninguna tasación, valoración o evaluación de activos o pasivos del Emisor. El presente Prospecto de Información ha sido elaborado por Credicorp Capital Colombia S.A. Comisionista de Bolsa en conjunto con Gómez Pinzón Zuleta S.A.S. bajo información suministrada por el Emisor.

Ninguna persona, natural o jurídica, ha tenido intereses económicos en los procesos de tasación, valoración o evaluación de algún activo o pasivo o de alguna información significativa contenida en este Prospecto de Información.

Información sobre vinculaciones entre el Emisor y sus asesores o estructuradores, intereses económicos y participantes en el proceso

Ninguno de los asesores involucrados en la elaboración del presente Prospecto es una sociedad vinculada al Emisor, ni existe relación de subordinación o control por parte alguna. Las partes que actúan en este prospecto se encuentran en capacidad en desarrollar su gestión con independencia y autonomía.

La Emisión ha sido estructurada por Credicorp Capital Colombia S.A. Comisionista de Bolsa, quien a su vez actuará como Agente Líder Colocador de los Bonos, y como tal podrá subcontratar otras entidades para la colocación y obtendrá una comisión de éxito por la colocación efectiva de los mismos. Los honorarios por colocación que le reconocerá el Emisor a los demás Agentes Colocadores, de ser el caso, estarán determinados por el monto de los recursos efectivamente colocados. La comisión de éxito mencionada anteriormente estará determinada por la multiplicación del monto efectivamente colocado en Pesos y el porcentaje de comisión de éxito acordado.

Otras advertencias

La información contenida en el presente Prospecto de Información (en adelante el "Prospecto de Información" o el "Prospecto") ha sido preparada para asistir a posibles inversionistas

interesados en realizar su propia evaluación del presente proceso de Emisión de bonos. Este documento no pretende contener toda la información que un posible inversionista pueda llegar a requerir en cuyo caso podrá solicitarla al Emisor y se encuentra basado en información suministrada por el Emisor y/o cualquier otra fuente debidamente identificada por el Agente Estructurador de la Emisión.

El presente Prospecto de Información no constituye una Oferta Pública de venta o una solicitud de una Oferta Pública de compra. Su contenido así como cualquier otra información recibida en relación con el Prospecto de Información ya sea verbal o escrita, por cualquier persona, no se tomará como suministro de cualquier tipo de asesoría por parte del Emisor, así como de sus directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, y representantes. Cada posible inversionista deberá realizar una evaluación independiente de los méritos para realizar la inversión.

EEB y sus asesores no tendrán la obligación de reembolsar ni compensar a los potenciales inversionistas por los costos o gastos en que incurran para efectos de tomar una decisión de inversión respecto a los bonos a que se refiere este Prospecto de Información.

EEB se reserva el derecho a su entera discreción y sin tener que dar explicación alguna, de revisar la programación o procedimientos relacionados con cualquier aspecto del trámite de autorización de la Oferta Pública por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia. En ningún evento se podrá entablar una demanda o reclamación de cualquier naturaleza contra EEB o contra cualquiera de sus representantes, asesores o empleados como resultado de dicha decisión. Una vez autorizada la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la Oferta Pública de los Bonos, los cambios a la documentación se ajustarán a lo dispuesto por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Declaraciones sobre el futuro

Este Prospecto de Información contiene declaraciones enfocadas hacia el futuro de EEB como Emisor de los Bonos, las cuales están incluidas en varios apartes del mismo. Tales manifestaciones incluyen información referente a estimaciones o expectativas actuales de la compañía relacionadas con su futura condición financiera y sus resultados operacionales. Se advierte a los potenciales inversionistas que tales declaraciones sobre el futuro de la sociedad no son una garantía del desempeño, riesgo o incertidumbre que se puedan presentar posteriormente, y que los resultados reales pueden variar sustancialmente con respecto a los enunciados sobre el futuro, debido a factores diversos.

Bolsa de Valores y colocadores

La Bolsa de Valores de Colombia S.A., es una sociedad anónima, de carácter privado, vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia, cuya función principal es la de organizar y mantener el adecuado funcionamiento del mercado de valores.

Las sociedades comisionistas de bolsa, son profesionales dedicados a la intermediación de valores, miembros de una Bolsa de Valores y vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La labor de intermediación implica la recepción de órdenes de sus clientes, para la compra o venta de valores en las mejores condiciones que ofrezca el mercado, así como prestar una asesoría integral a sus clientes, haciéndoles conocer las mejores opciones del mercado, de una manera equitativa, objetiva y segura.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

2 TABLA DE CONTENIDO DEL PROSPECTO

1 AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS 3
2 TABLA DE CONTENIDO DEL PROSPECTO 8
3 GLOSARIO 14
3.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS DE LA EMISIÓN 14
3.2 GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL SECTOR DE ENERGÍA 23
4 RESUMEN DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN 28
5 PRIMERA PARTE – DE LOS VALORES 32
5.1 CAPITULO I - CARACTERÍSTICAS DE LOS BONOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN 32
5.1.1 Generalidades de la Emisión y Colocación de los Bonos 32
5.1.2 Utilización de los Recursos 32
5.1.3 Características y Condiciones Financieras de los Bonos 33
5.1.3.1 Monto de la Emisión 33
5.1.3.2 Ley de Circulación y Transferencia 33
5.1.3.3 Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima 33
5.1.3.4 Número de Bonos a emitir 34
5.1.3.5 Plazo de Redención de los Bonos 34
5.1.3.6 Series 34
5.1.3.7 Amortización de Capital 35
5.1.3.8 Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses 36
5.1.3.9 Rendimiento de los Bonos 37
5.1.3.10 Precio de Suscripción 39
5.1.3.11 Lugar y Forma de Pago del Capital e Intereses 41
5.1.3.12 Reposición, Fraccionamiento y Englobe de los Bonos 41
5.1.4 Definición de Fechas 41
5.1.4.1 Fecha de Suscripción 41
5.1.4.2 Fecha de Expedición 41
5.1.4.3 Fecha de Emisión 42
5.1.5 Comisiones y Gastos Conexos 42
5.1.6 Control de Lavado de Activos 42
5.1.7 Bolsa de Valores donde estarán inscritos los Bonos 42
5.1.8 Opción de Prepago 43
5.1.9 Recompra de los Bonos 43
5.1.10 Régimen fiscal aplicable a los Bonos objeto de la Oferta Pública 44
5.1.11 Depósito y Administración de la Emisión 44
5.1.11.1 Macrotítulo 44
5.1.11.2 Registros y Anotaciones 45
5.1.11.3 Cobranza 45
5.1.11.4 Informes 46
5.1.11.5 Actualización 46
5.1.12 Obligaciones del Emisor 47
5.1.13 Representante Legal de los Tenedores de Bonos 47
5.1.13.1 Funciones del Representante Legal de los Tenedores de Bonos 48
5.1.14 Tenedores de Bonos 49
5.1.14.1 Derechos de los Tenedores de Bonos 49
5.1.14.2 Obligaciones de los Tenedores de Bonos 50

5.1.14.3 Asamblea General de Tenedores de Bonos 51
5.1.15 Calificación de Riesgo 52
5.1.16 Ley Aplicable y Jurisdicción 52
5.1.17 Medios de divulgación de información para inversionistas 52
5.2 CAPITULO II – CONDICIONES DE LA OFERTA PÚBLICA Y DE LA COLOCACIÓN 53
5.2.1 Plazo para formular la Oferta Pública de los Bonos, Plazo de Colocación de los bonos y Vigencia de la Oferta Pública 53
5.2.2 Modalidad para adelantar la Oferta Pública 53
5.2.3 Destinatarios de las ofertas 53
5.2.4 Medios a través de los cuales se formularán las ofertas 53
5.2.5 Reglas generales para la colocación 54
5.2.6 Sistema de adjudicación y de cumplimiento de la Bolsa de Valores 55
5.2.6.1 Mecanismo de Subasta Holandesa 56
5.2.6.2 Mecanismo de Demanda en Firme 59
5.2.7 Cumplimiento de parámetros de colocación 59
5.2.8 Mercado secundario 60
6 SEGUNDA PARTE – INFORMACIÓN DEL EMISOR 60
6.1 CAPITULO I - INFORMACIÓN DE EEB 60
6.1.1 Información General del Emisor 60
6.1.1.1 Denominación social 60
6.1.1.2 Naturaleza jurídica 60
6.1.1.3 Duración y causales de disolución 61
6.1.1.4 Última reforma estatutaria 61
6.1.1.5 Consulta de estatutos 61
6.1.1.6 Entidades que ejercen inspección y vigilancia sobre el Emisor 61
6.1.1.7 Domicilio 62
6.1.1.8 Objeto social 62
6.1.1.9 Reseña histórica de EEB. 63
6.1.1.9.1 18961927 63
6.1.1.9.2 La Gestación de las “Empresas Unidas de Energía Eléctrica” 64
6.1.1.9.3 Nuevo Esquema de Administración 64
6.1.1.9.4 Los Grandes Proyectos 64
6.1.1.9.5 10 Años de Capitalización 65
6.1.1.9.6 Nueva Estrategia de la Compañía 65
6.1.1.10 Composición accionaria 68
6.1.1.11 Política de Buen Gobierno del Emisor 68
6.1.2 Información del Grupo de Energía de Bogotá 68
6.2 CAPITULO II – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE EEB 70
6.2.1 Descripción de la estructura orgánica 70
6.2.2 Junta Directiva 71
6.2.2.1 Miembros de la Junta 71
6.2.2.2 Mecanismos para garantizar la independencia de los miembros de la Junta Directiva 77
6.2.2.3 Miembros de Junta Directiva que desempeñan algún cargo adicional en la entidad o en cualquiera de sus vinculadas 78
6.2.3 Directivos, Cargos y Funciones 78
6.2.4 Información relativa a las personas que ejercen la revisoría fiscal sobre la entidad 83
6.2.5 Información sobre la participación accionaria en el Emisor de los miembros de Junta Directiva y de los funcionarios que conforman el nivel directivo 86

6.2.6 Descripción de cualquier convenio o programa que exista para otorgar participación a los empleados en el capital del Emisor. 87
6.2.7 Situación de control 87
6.2.8 Filiales y subsidiarias 87
6.2.8.1 Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI) 87
6.2.8.1.1 Aspectos clave del negocio 90
6.2.8.1.2 Resultados financieros 92
6.2.8.1.3 Endeudamiento 94
6.2.8.1.4 Inversiones 95
6.2.8.2 Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda 95
6.2.8.2.1 Aspectos clave del negocio 99
6.2.8.2.2 Resultados financieros 100
6.2.8.2.3 Inversiones 103
6.2.8.3 Contugas 103
6.2.8.3.1 Aspectos relevantes 105
6.2.8.4 EEB Energy Re Ltda. 107
6.2.8.5 Trecsa. 107
6.2.8.6 EEBIS Guatemala 107
6.2.8.7 EEB International Limited 108
6.2.8.8 EEB Perú Holdings Ltda 108
6.2.8.9 EEB GAS S.A.S. 108
6.2.9 Participación en Asociadas 108
6.2.9.1 Emgesa S.A. 108
6.2.9.1.1 Aspectos clave del negocio 113
6.2.9.1.2 Resultados financieros 114
6.2.9.1.3 Endeudamiento 116
6.2.9.2 Codensa S.A. 121
6.2.9.2.1 Aspectos clave del negocio 122
6.2.9.2.2 Resultados financieros 123
6.2.9.2.3 Endeudamiento 125
6.2.9.2.4 Inversiones 125
6.2.9.3 Red de Energía del Perú S.A. – REP 126
6.2.9.3.1 Aspectos clave del negocio 127
6.2.9.3.2 Resultados financieros 127
6.2.9.3.3 Endeudamiento 128
6.2.9.3.4 Inversiones 128
6.2.9.4 Consorcio Transmantaro S.A - CTM 129
6.2.9.4.1 Aspectos clave del negocio 130
6.2.9.4.2 Resultados financieros 131
6.2.9.4.3 Endeudamiento 132
6.2.9.4.4 Inversiones 132
6.2.9.5 Gas Natural S.A. 133
6.2.9.5.1 Aspectos clave del negocio 135
6.2.9.5.2 Resultados financieros 136
6.2.9.5.3 Inversiones 137
6.2.9.6 Promigas S.A. E.S.P. 137
6.2.9.6.1 Aspectos clave del negocio 139
6.2.9.6.2 Resultados financieros 139
6.2.9.6.3 Endeudamiento 140

6.2.9.6.4 Inversiones 140
6.2.9.7 GEBBRAS Participações 141
6.2.9.7.1 Aspectos clave del negocio 141
6.2.9.8 ISA 142
6.2.9.9 EMSA 144
6.2.10 Relaciones laborales 144
6.2.10.1 Aspectos generales 144
6.2.10.2 Acuerdos Sindicales 144
6.2.10.3 Pasivo Pensional 145
6.3 CAPITULO III – ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD DE EEB 145
6.3.1 Actividad de EEB y participación de mercado 145
6.3.2 Negocio de la energía 146
6.3.2.1 Colombia 146
6.3.2.2 Guatemala 149
6.3.2.3 Perú 150
6.3.2.4 Brasil 151
6.3.3 Negocio de gas natural 154
6.3.3.1 Colombia 154
6.3.3.2 Perú 155
6.3.4 Información sobre el grado de dependencia de los principales proveedores y clientes, locales y extranjeros 156
6.4 CAPITULO IV – INFORMACIÓN FINANCIERA 158
6.4.1 Capital autorizado, suscrito y pagado 158
6.4.2 Reservas 158
6.4.3 Ofertas Públicas de adquisición de acciones 158
6.4.4 Provisiones y reservas para la readquisición de acciones 159
6.4.5 Dividendos 159
6.4.6 Generación de EBITDA 161
6.4.7 Capital social 162
6.4.8 Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o con bonos convertibles en acciones 162
6.4.9 Activos del Emisor 162
6.4.10 Inversiones del Emisor 163
6.4.11 Restricciones para la venta de los activos que conforman el portafolio de inversiones del Emisor 173
6.4.12 Información sobre las principales inversiones del Emisor en curso de realización y su modo de financiación 174
6.4.13 Compromisos en firme del Emisor para la adquisición de inversiones futuras 175
6.4.14 Breve descripción de los activos fijos separados por propios, en leasing, rentados y otros 175
6.4.15 Patentes, marcas y otros derechos de propiedad 177
6.4.16 Protección gubernamental 177
6.4.17 Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores 177
6.4.18 Créditos o contingencias que representan más del 5% del pasivo total del Emisor 180
6.4.19 Obligaciones financieras 181
6.4.20 Procesos judiciales 181
6.4.21 Valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores 184
6.4.22 Títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentren sin redimir 184

6.4.23 Garantías otorgadas a favor de terceros 184
6.4.24 Perspectivas de proyectos de expansión y desarrollo 185
6.5 CAPITULO V – COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DE EEB 190
6.5.1 Tendencias, compromisos o acontecimientos que afectan la liquidez del Emisor, sus resultados de operación o su situación financiera. 190
6.5.2 Ingresos operacionales 192
6.5.3 Cambios significativos en ventas, costo de ventas, gastos de operación, costo integral de financiamiento, impuestos y utilidad neta 193
6.5.4 Pasivo pensional 195
6.5.5 Impacto de la inflación y la tasa de cambio 195
6.5.6 Préstamos en moneda extranjera 196
6.5.7 Restricciones acordadas con las Subordinadas para transferir recursos al Emisor. 196
6.5.8 Información sobre el nivel de endeudamiento al final de los 3 últimos ejercicios fiscales 196
6.5.9 Información sobre los créditos o deudas fiscales del Emisor en el último ejercicio fiscal. 199
6.5.10 Información relativa a las inversiones en capital comprometidas por el Emisor 199
6.5.11 Explicación de los cambios importantes ocurridos en las principales cuentas del balance del Emisor 199
6.6 CAPITULO VI – ESTADOS FINANCIEROS 201
6.6.1 Indicadores Financieros 201
6.6.2 Estados Financieros de la Compañía 202
6.7 CAPITULO VII – INFORMACIÓN SOBRE LOS RIESGOS DEL EMISOR 202
6.7.1 Factores macroeconómicos 202
6.7.2 Dependencia en personal clave 203
6.7.3 Dependencia en un sólo segmento de negocio 203
6.7.4 Interrupción de las actividades del Emisor ocasionadas por factores diferentes a las relaciones laborales 203
6.7.5 Mercado secundario para los valores ofrecidos 203
6.7.6 Historial respecto de las operaciones del Emisor 203
6.7.7 Ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos 3 años 204
6.7.8 Incumplimientos en el pago de pasivos 204
6.7.9 La naturaleza del giro del negocio 204
6.7.10 Riesgos por carga prestacional, pensional, sindicatos 207
6.7.11 Riesgos de la estrategia actual del Emisor 208
6.7.12 Vulnerabilidad ante variaciones en la tasa de interés y la tasa de cambio 209
6.7.13 Dependencia del negocio a licencias, contratos, marcas, personal clave y otras variables que no sean propiedad del Emisor 210
6.7.14 Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor 210
6.7.15 Adquisición de activos distintos a los del giro normal del negocio del Emisor 211
6.7.16 Vencimiento de contratos de abastecimiento 211
6.7.17 Impacto de posibles cambios en las regulaciones que atañen al Emisor 212
6.7.18 Impacto de disposiciones ambientales 212
6.7.19 Existencia de créditos que obliguen al Emisor a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera 212
6.7.20 Existencia de documentos sobre operaciones a realizar que podrían afectar el desarrollo normal del negocio 213

6.7.21 Factores políticos 213
6.7.22 Compromisos conocidos por el Emisor, que pueden significar un cambio de control en sus acciones 214
6.7.23 Dilución Potencial de Inversionistas 214
7 TERCERA PARTE – ANEXOS 215
7.1 ANEXO 1: Reporte calificación de la Emisión 215
7.2 ANEXO 2: Código de Buen Gobierno del Emisor 216
7.3 Estados Financieros 217
8 CUARTA PARTE – CERTIFICACIONES 218
8.1 Certificación del Agente Estructurador 218
8.2 Certificación del Emisor 219
8.3 Certificación del Revisor Fiscal del Emisor 220
8.4 Certificación del Representante Legal de los Tenedores de Bonos 221

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

3 GLOSARIO

3.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS DE LA EMISIÓN

Los términos que aparecen en este glosario tendrán el significado que aquí se les atribuye. Cada vez que se mencionen en las distintas partes del presente Prospecto de Información, independientemente de que se aparezcan en mayúsculas fijas o simplemente con mayúscula inicial:

Agente Administrador	Es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia, Deceval S.A. una entidad creada por la ley 27 de 1990, regulada por la Ley 964 de 2005 y por el Decreto 2555 de 2010 Libro XIV y que actúa como entidad de registro y entidad facilitadora de medios electrónicos para la circulación de títulos valores, permite la expedición de valores a partir de anotación en cuenta por orden del respectivo emisor, así como la transferencia, gravamen, y en general el manejo de valores, a partir de órdenes precisas de los titulares de los valores depositados y de quienes de acuerdo con la ley, se encuentran facultados para disponer o dictar medidas sobre ellos.
Agente Estructurador	Es Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, en su calidad de entidad contratada por el Emisor para la estructuración financiera de los Bonos.
Agente Líder Colocador	Es Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, en su calidad de entidad contratada por el Emisor para desarrollar la labor de promoción y colocación de los Bonos.
Agente(s) Colocador(es)	Son las firma(s) comisionista(s) inscrita(s) en la Bolsa de Valores y designada(s) conjuntamente por el Emisor y el Agente Líder Colocador.
Anotación en Cuenta o Anotaciones en Cuenta	Es el método utilizado por los depósitos centralizados de valores, al que se someten la circulación y el ejercicio de los derechos sobre los valores que se inscriben en el correspondiente registro. La Anotación en Cuenta supone los principios de prioridad, tracto sucesivo, rogación y buena fe registral.
Aviso de Oferta Pública	Es el mecanismo que se utiliza para dar a conocer una Oferta Pública a los destinatarios de la misma.
Asamblea General de	Es la reunión de los Tenedores de Bonos en la que pueden

Tenedores de Bonos	adoptar resoluciones relativas a los Bonos.
Bolsa de Valores o BVC	Es la Bolsa de Valores de Colombia S.A. Institución que al permitir la compra y venta de acciones de sociedades anónimas, bonos, certificados y demás títulos valores, fomenta el ahorro y el mercado de capitales.
Bonos de Deuda Pública Interna o Bonos	De acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2.1.3.1 del Decreto 1068 de 2015 de la Presidencia de la República, son títulos de deuda pública los bonos y demás valores de contenido crediticio y con plazo para su redención, emitidos por las entidades estatales.
Capital Vigente	El Capital Vigente de los Bonos en la Fecha de Emisión será igual a su Valor Nominal. En el evento en que se realicen amortizaciones parciales o prepagos, el Capital Vigente se reducirá en el monto en Pesos ya amortizado por Bono para las Series A, B y C, en número de unidades UVR amortizadas por Bono para la Serie D y en el monto en Dólares amortizados para la Serie E.
Clase de Título	Son los Bonos de Deuda Pública Interna.
Contrato de Depósito y Administración	Es el contrato suscrito entre el Emisor y Deceval para la administración y custodia de la Emisión.
Contrato de Representante Legal de Tenedores de Bonos	Es el contrato de representación legal de Tenedores de Bonos suscrito entre el Emisor y el Representante Legal de los Tenedores de Bonos.
Deceval	Es el Depósito Centralizado de Valores Deceval S.A, una entidad creada por la ley 27 de 1990, regulada por la Ley 964 de 2005 y por el decreto 2555 de 2010 Libro XIV, entre otras normas, y de acuerdo con su naturaleza jurídica sólo pueden adelantar las funciones que le son autorizadas legalmente y deben tener objeto social exclusivo.
Decreto 2555 de 2010	Es el Decreto 2555 de 2010 de la Presidencia de la República, por el cual se recogen y reexpiden las normas en materia del sector financiero, asegurador y del mercado de valores y se dictan otras disposiciones.
Demanda en Firme	Es el mecanismo de colocación en el que los inversionistas se limitan a indicar la cantidad de Bonos que está interesado en

	suscribir a la Tasa Cupón determinada por el Emisor en el Aviso de Oferta Pública. Esta tasa no podrá ser superior a la tasa máxima de rentabilidad establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
Denominación	Los Bonos estarán denominados en Pesos, en Unidades de Valor Real (UVR) o en Dólares.
Dólares o USD	Es la moneda de curso legal de los Estados Unidos de América.
DTF	Es la tasa de interés calculada y divulgada semanalmente por el Banco de la República, con base en el promedio ponderado de las tasas de interés efectivas para captación a noventa (90) días de los establecimientos bancarios, corporaciones financieras y compañías de financiamiento comercial.
Cálidda	Es Gas Natural de Lima y Callao S.A., empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú.
Codensa	Es Codensa S.A. E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá, Colombia.
Contugas	Es Contugas S.A.C, empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú.
CTM	Es Consorcio Transmantaro S.A., empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú.
EEC	Era la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P, empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá, Colombia y absorbida por Codensa.
Emsa	Es la Empresa Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Villavicencio, Colombia.
Emgesa	Es Emgesa S.A. E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá, Colombia.
Emisión	Es la emisión y colocación de los Bonos del Emisor en los términos y condiciones contenidos en este Prospecto de Información con el propósito de ser puestos en circulación en el mercado publico de valores de la Republica de Colombia.
EEB o Emisor	Es la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P., entidad que tiene valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y

	Emisores.
Emisión Desmaterializada	Es la emisión que no requiere de expedición de títulos físicos individuales para respaldar cada colocación. El Emisor suscribe un Contrato de Depósito y Administración con Deceval y entrega un Macrotítulo que ampara una parte o la totalidad de la emisión depositada. La suscripción de los Bonos que han sido colocados en el mercado primario o transados en el mercado secundario se realiza mediante Anotaciones en Cuenta. Las funciones desarrolladas por Deceval respecto de la Emisión Desmaterializada, serán ejecutadas en los términos establecidos en la Ley 27 de 1990, la Ley 964 de 2005, el Decreto 2555 de 2010, el reglamento de operaciones de Deceval y las demás normas que las modifiquen, complementen o sustituyan.
Fecha de Emisión	Es el día hábil siguiente a la fecha de publicación del primer Aviso de Oferta Pública de la respectiva Emisión.
Fecha de Suscripción	Es la fecha en que sea pagado íntegramente cada Bono, la cual será establecida en el respectivo Aviso de Oferta Publica.
Fecha de Vencimiento	Es la fecha en que se hará efectiva la redención final de los Bonos.
Gas Natural	Es Gas Natural S.A., E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá.
Gobierno	Es según corresponda, cualquier entidad gubernamental sea del orden nacional, departamental o municipal, y cualquier autoridad, superintendencia, corporación regional, tribunal o juzgado, banco central, u otra entidad que ejerza poderes o funciones ejecutivas, legislativas, o judiciales en la jurisdicción de una persona.
Gebbras	Es Gebbras Participacoes Ltda, empresa domiciliada en la ciudad de Sao Paulo, Brasil.
IELAH	Se refiere a inversiones en Energía Latino América Holdings, S.L. Unipersonal, empresa domiciliada en la ciudad de Barcelona, España, vehículo fusionado con TGI S.A. ESP.
Instructivo	Es el instructivo operativo que la Bolsa de Valores aplicará para la operación de adjudicación en el mercado primario mediante el mecanismo de Subasta Holandesa o de Demanda en Firme según corresponda, y para el proceso de cumplimiento de las

	operaciones producto de tal adjudicación.
Intereses de Mora	Son los intereses ocasionados por la mora en el pago del capital o intereses de los Bonos y corresponden a la máxima tasa legal permitida por la ley.
Inversión Mínima	La inversión mínima será de un (1) Bono.
IPC	Es la tasa correspondiente a la variación neta para los últimos doce (12) meses del índice de precios al consumidor certificado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, o por la entidad que el Gobierno designe para tal efecto, expresada como una Tasa de Interés Efectiva Anual.
ISA	Es Interconexión Eléctrica S.A., E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Medellín, Colombia.
ISAGEN	Es Isagen S.A. E.S.P, empresa domiciliada en la ciudad de Medellín, Colombia.
Ley de Circulación	Es el mecanismo a través de la cual se transfiere la propiedad de un título valor. De acuerdo con la legislación colombiana la Ley de circulación de los títulos valores puede ser: (i) Al portador: con la sola entrega; (ii) A la orden: mediante endoso y entrega; y (iii) Nominativa: mediante endoso, entrega e inscripción ante el Emisor. En este caso, los Bonos son a la orden.
Lote (s)	Es una fracción o la totalidad de una Emisión de Bonos.
Macrotítulo	Es el instrumento único mediante el cual se representa la totalidad o parte de la Emisión, y en el que se incluye, entre otros, información sobre la ley de circulación de los valores entregados; el nombre de la sociedad emisora y su domicilio; el monto de la Emisión que se deposita; si es del caso, el plazo de vencimiento de los respectivos valores, cuando tengan idéntico plazo, o los plazos mínimo y máximo de vencimiento dentro de los cuales puede colocarse la Emisión; los rendimientos financieros y su forma de pago.
Margen	Son los puntos porcentuales que se adicionan a una tasa variable.
MEC	Es el Sistema Centralizado de Operaciones de Negociación y Registro –MEC- Mercado Electrónico Colombiano administrado

	por la Bolsa de Valores.
Mm	Millones.
Oferta Pública	Es aquella oferta que se dirija a personas no determinadas o a cien o más personas determinadas, con el fin de suscribir, enajenar o adquirir documentos emitidos en serie o en masa, que otorguen a sus titulares derechos de crédito, de participación, de tradición o representativo de mercancías. Para efectos de este Prospecto de Información será la Oferta Pública de los Bonos que haga el Emisor en cada Aviso de Oferta Pública.
Opción de Prepago	Es el mecanismo por medio del cual se le confiere al Emisor de los Bonos el derecho a pagar anticipadamente los Bonos, siempre que así lo haya previsto en el correspondiente Aviso de Oferta Pública y previo aviso a los Tenedores de Bonos en los términos indicados en el presente Prospecto de Información. El pago anticipado de los Bonos se realizará a un Precio de Ejercicio determinado por el Emisor en el Aviso de Oferta Pública.
Pesos o COP	Es la moneda de curso legal de la República de Colombia.
Plazo de Colocación	El Plazo de Colocación de los Bonos será de un (1) año contado a partir de la Fecha de Emisión.
Plazo de Redención	Los Bonos se redimirán en plazos comprendidos entre uno (1) y treinta (30) años, contados a partir de la Fecha de Emisión correspondiente y según se determine en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.
Precio de Ejercicio	Es el precio que pagará el Emisor por cada Bono en el caso de que haga uso de la Opción de Prepago, expresado como porcentaje (prima o descuento) sobre su Valor Nominal.
Precio de Suscripción	Es el precio al cual puede comprarse uno o varios Bonos en el mercado primario según se determina en este Prospecto de Información.
Promigas	Es Promigas S.A. E.S.P, empresa domiciliada en la ciudad de Barranquilla, Colombia.
Recompra	Es la recompra de los Bonos que el Emisor podrá realizar en el

	mercado secundario, siempre que haya transcurrido un (1) año a partir de la Fecha de Emisión. La oferta de recompra por parte de Emisor no conlleva para los Tenedores de Bonos obligación alguna de aceptarla.
Registro Nacional de Valores y Emisores	Es el registro que forma parte del Sistema Integral de Información del Mercado de Valores (SIMEV) de la Superintendencia Financiera de Colombia, el cual tiene por objeto inscribir las clases y tipos de valores, así como los Emisores de los mismos y las emisiones que estos efectúen, y certificar lo relacionado con la inscripción de dichos Emisores, clases y tipos de valores. Las Ofertas Públicas de valores deberán estar precedidas por la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
Reglamento	Es el reglamento de emisión y colocación de los Bonos.
REP	Red de Energía del Perú S.A., empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú.
Representante Legal de los Tenedores de Bonos	Es Servitrust GNB Sudameris S.A entidad encargada de realizar todos los actos de administración y conservación que sean necesarios para el ejercicio de los derechos y la defensa de los intereses comunes de los Tenedores de Bonos, en los términos del articulo 6.4.1.1.9 del Decreto 2555 de 2010.
Series	Son las 5 series bajo las cuales se pueden emitir los Bonos, es decir, los Bonos Serie A, los Bonos Serie B, los Bonos Serie C, los Bonos Serie D y los Bonos Serie E.
Subasta Holandesa	Es el mecanismo de colocación en el que los inversionistas indican la cantidad de Bonos que está interesado en suscribir, así como la tasa de rentabilidad a la que están dispuestos a suscribirlos, la cual no puede exceder la Tasa Máxima de Rentabilidad establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La adjudicación a través de este mecanismo obedecerá los criterios previamente establecidos por el Emisor, además de los establecidos en el Instructivo para el efecto.
Subordinadas	Son sociedades que su poder de decisión se encuentra sometido a la voluntad de otra, bien sea directamente o por intermedio de las subordinadas de la matriz.
Superintendencia	Significa la Superintendencia Financiera de Colombia.

Financiera o SFC	
Tasa Cupón	Es la tasa facial del título, la cual será fijada en la colocación de cada Serie o sub-serie de acuerdo con el mecanismo de colocación elegido. Una vez se haya establecido para cada Serie o sub-serie la Tasa Cupón, ésta será la misma para la colocación de Lotes posteriores de la misma Serie o sub-serie. Esta será la tasa que se utilizará para descontar los flujos de capital e intereses para determinar el Precio de Suscripción. En ningún caso la Tasa Cupón podrá sobrepasar la Tasa Máxima de Rentabilidad.
Tasa de Corte	Es aquella tasa a la cual se adjudican los Bonos en la Subasta Holandesa, bien sea para determinar la Tasa Cupón que devengarán los Bonos, para determinar el precio a pagar por los mismos o la tasa de rentabilidad, cuando la Tasa Cupón ya ha sido previamente establecida. Ésta no deberá sobrepasar la Tasa Máxima de Rentabilidad.
Tasa de Interés Efectiva Anual	Es la expresión anual del interés nominal periódico dependiendo de la periodicidad con que éste último se pague. Implica reinversión o capitalización de intereses.
Tasa Máxima de Rentabilidad	Será la que determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1068 de 2015. La Tasa Máxima de Rentabilidad se definirá para una misma sub-serie en cada Lote en que se ofrezca.
Tasa Representativa del Mercado o TRM	Es un indicador económico que revela el nivel diario de la tasa de cambio oficial en el mercado spot de divisas colombiano. Corresponde al promedio aritmético de las tasas promedio ponderadas de compra y venta de Dólares de las operaciones interbancarias y de transferencias, desarrolladas por los intermediarios del mercado cambiario que se encuentran autorizados en por la regulación cambiaria. La Superintendencia Financiera de Colombia, tiene la obligación de calcular la TRM, divulgarla al mercado y al público en general, según lo estipulado en el artículo 80 de la Resolución Externa 8 de mayo de 2000 expedida por la Junta Directiva del Banco de la República.
TGI	Es Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá, Colombia.
Tenedor o Tenedores	Son los inversionistas que adquieran los Bonos emitidos según

de Bonos	los términos y condiciones de este Prospecto.
Unidad (es) de Valor Real o UVR	Es la unidad de cuenta que refleja el poder adquisitivo de la moneda colombiana, con base exclusivamente en la variación del índice de precios al consumidor certificada por el Banco de la República, la cual es calculada y difundida por esta misma entidad de acuerdo con la metodología definida en la Resolución Externa No. 13 del 11 de agosto de 2000 de la Junta Directiva del Banco de la República, y en las normas que puedan modificarla o sustituirla periódicamente.
Valor Nominal o Valores Nominales	Es el valor facial del Bono en la Fecha de Emisión. En el evento de amortizaciones parciales, el valor nominal de cada Bono no se afectará.
Vigencia de la Oferta	Es la establecida en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Dicha vigencia en ningún caso se extenderá más allá del Plazo de Colocación.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

3.2 GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL SECTOR DE ENERGÍA

AGC	(Automatic Generation Control) se refiere a la regulación secundaria de frecuencia definida por el sistema energético colombiano para mantener la calidad en el suministro de energía evitando grandes variaciones de frecuencia en el STN.
ANH	Es la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Entidad colombiana responsable de la definición de la política de hidrocarburos.
AOM	Administración, operación y mantenimiento.
ASIC	Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de Colombia, tal y como esta definido en la Resolución 24 de 1995 emitida por la CREG
BMME	Es el Ministerio de Minas y Energía de Brasil (Ministério de Minas e Energia).
BOMT	Es un contrato mediante el cual un tercero se compromete a construir, operar, mantener y transferir un activo.
BSIN	Es el sistema de Interconexión Nacional de Brasil (Sistema Interligado Nacional).
Buena Pro	Es el acto administrativo cuya finalidad es declarar la propuesta que ha obtenido el mayor puntaje dentro de un Proceso de Selección. Posterior a la Buena Pro se realizan las actividades para la contratación, adelantos y garantías.
CAPT	Es el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
CND	Es el Centro Nacional de Despacho de Electricidad de Colombia, tal y como esta definido en la Resolución 24 de 1995 emitida por la CREG.
Código de Redes	Es el Código de Redes de Colombia promulgado de conformidad con la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG y las normas que la complementen o adicionen.
COES	Es el Comité de Operación Económica del Sistema de Perú.
Combustóleo	Es un combustible residual de la destilación y craqueo del petróleo.
CREG	Es la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal colombiana encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
Cuota de Fomento	Son los recursos que Ecogas recaudaba de sus usuarios para ejecutar nuevos proyectos de infraestructura de gas natural.
Embalse	Es la acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce.

Energía en Firme	Es, de acuerdo con la resolución de la CREG No. 060 de 2007, el volumen máximo de electricidad que puede producir una planta de generación continuamente durante un año en condiciones hidrológicas bajas.
ENFICC	Es la Energía en Firme por Cargo por Confiabilidad.
ENS	Es la Energía no Suministrada.
Estator	Es una parte fija de una máquina rotativa, la cual alberga una parte móvil (rotor).
Fenómeno del Niño o El Niño	Es un fenómeno climático que consiste en un cambio en los patrones de movimiento de las corrientes marinas en la zona intertropical provocando, en consecuencia, una superposición de aguas cálidas procedentes de la zona del hemisferio norte inmediatamente al norte del ecuador sobre las aguas de emersión muy frías que caracterizan la corriente de Humboldt; esta situación provoca estragos a escala mundial debido a las intensas lluvias, afectando principalmente a América del Sur, tanto en las Costas Atlánticas como en las del Pacífico.
Fenómeno de La Niña o La Niña	Es un fenómeno climático que forma parte de un ciclo natural global del clima conocido como El Niño-Oscilación del Sur (ENOS). Este ciclo global tiene dos extremos una fase cálida conocida como El Niño y una fase fría, precisamente conocida como La Niña.
GNV	Es el gas natural vehicular.
GW	Es un gigavatio; unidad de potencia que equivale a 1,000 MW.
GWh	Es un gigavatio hora y representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 GW.
Km	Es un kilómetro.
KPC	Son 1,000 pies cúbicos.
KPCD	Son 1,000 pies cúbicos por día.
kW	Es un kilovatio; una unidad de potencia y representa la tasa a la cual la energía es producida. Equivale a 1,000 vatios.
kWh	Es un kilovatio hora y representa una hora de consumo o producción de electricidad a una tasa constante de 1 kW.
MEM	Es el Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
Mercado No Regulado	Es el mercado de energía eléctrica en que participan los Usuarios No Regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.
Mercado Regulado	Es el mercado de energía eléctrica en que participan los Usuarios Regulados y quienes los proveen de electricidad.
Mercado Secundario	Es el mercado de gas natural y de capacidad de transporte donde los remitentes con capacidad disponible secundaria y/o agentes con derechos de suministro de gas pueden

	comercializar libremente sus derechos contractuales.
Mercado Spot o Bolsa de Energía	Es el Sistema de información, manejado por el Administrador del SIC, sometido a las reglas del mercado mayorista, en donde los generadores y comercializadores ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la Bolsa de Energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.
MINEM	Es el Ministerio de Energía y Minas de Perú.
MME	Es el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
MMm3/d	Es un millón de metros cúbicos por día.
MMm3	Es un millón de metros cúbicos.
MMPCD	Un millón de pies cúbicos por día.
MVA	Es un megavatio amperio; unidad usada para medir la capacidad de un transformador.
MW	Es un megavatio, una unidad de potencia equivalente a 1,000 kW.
MWh	Es un megavatio hora y representa una hora de consumo de electricidad a una velocidad constante de 1 MW.
OEF u Obligación (es) de Energía en Firme	Es un vínculo resultante de la o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.
OPIC	Es Overseas Private Investment Corporation.
OSINERGMIN	Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (autoridad regulatoria de la electricidad en Perú).
PC	Son pies cúbicos.
Pcd o pcd	Son pies cúbicos por día.
PCMA	Es el porcentaje de Compensación Mensual del Activo.
PCSA	Es el porcentaje de Compensación Semanal del Activo.
Pérdidas de Energía	Es la energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
Plantas Menores o Centrales Menores	Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.
PNE	Es el Plan Energético Nacional.
R/P	Es la relación reservas producción. Estima la duración de las reservas dado el nivel de producción en un momento determinado.
SDL o Sistema de Distribución Local	Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos

	asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.
SEIN	Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.
SIC	Es el Sistema de Intercambio Comercial (sistema de liquidación y compensación para el MEM).
SIEPAC	Es el Sistema de Interconexión de los Países de América Central.
SIN	Es el Sistema Interconectado Nacional de Colombia, compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.
SSPD	Es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia.
STN	Es el Sistema de Transmisión Nacional. Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kW, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kW en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.
STR	Es el sistema de transmisión regional compuesto por los Activos de Conexión del OR (Operador de Red) al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.
TIE o Transacciones Internacionales de Electricidad	Son las transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, a través de Enlaces Internacionales.
Tpc / tpc	Son tera pies cúbicos.
UDM	Son los últimos doce meses.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética: es la entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia.
Usuarios No Regulados	Son los consumidores de Electricidad con un pico de demanda mayor a 0.10 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55 MWh.
Usuarios Regulados	Son los usuarios de energía eléctrica cuya demanda es inferior a 0.10 MW o un consumo mínimo inferior a 55.0

	MWh.
VRN	Es el Valor de Reposición a Nuevo.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

4 RESUMEN DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN

Los términos y condiciones finales de los Bonos, incluyendo de manera no taxativa las Series por emitir, el esquema de amortización, la Fecha de Emisión, el Plazo de Redención y el rendimiento, se especificarán en el Aviso de Oferta Pública respectivo, y corresponden a los autorizados en el Reglamento y señalados en el presente Prospecto de Información.

Emisor	Es la EEB.
Clase de Título	Son los Bonos de Deuda Pública Interna.
Ley de Circulación	A la orden.
Series	La Emisión de los Bonos constará de cinco (5) Series con la siguientes características: Serie A: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable referenciados al IPC. Serie B: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable ligada al DTF. Serie C: Bonos denominados en Pesos y con tasa fija. Serie D: Bonos denominados en UVR pagadero en Pesos y con tasa fija. Serie E: Bonos denominados en Dólares pagaderos en Pesos y con tasa fija.
Monto de la Emisión	El monto de la Emisión es de hasta un billón trescientos diecisiete mil trescientos ochenta millones de Pesos (COP 1,317,380,000,000), lo que corresponde al equivalente de cuatrocientos cincuenta millones de dólares (USD 450,000,000) convertidos a la TRM del día 26 de enero de 2017, el cual corresponde a la aprobación del Reglamento por parte de la Junta Directiva. Los Bonos podrán ofrecerse en uno o varios Lotes.
Intereses	Los Bonos de cada sub-serie devengarán intereses a la Tasa Cupón la cual será fijada en la colocación de cada Serie o sub-serie de acuerdo con el mecanismo de colocación elegido. La Tasa Cupón es la tasa de interés pactada con base en la cual el Emisor pagará al inversionista intereses sobre el Capital Vigente de los Bonos. La Tasa Cupón será única para cada sub-serie de

	un mismo Lote.
Rendimiento de los Bonos	Los Bonos Serie A y Serie B ofrecerán un rendimiento en Pesos a la tasa de referencia IPC y DTF, respectivamente, más un Margen; los Bonos Serie C a una tasa fija en Pesos; los Bonos Serie D ofrecerán un rendimiento a una tasa fija en UVR y los Bonos Serie E ofrecerán un rendimiento a una tasa fija en Dólares. La Tasa Máxima de Rentabilidad será establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y con base en ésta se determinará el rendimiento de los Bonos (la Tasa de Corte) tras el proceso de adjudicación, siempre que se trate de Subasta Holandesa. Dicho rendimiento (Tasa de Corte) será el utilizado para el cálculo del Precio de Suscripción.
Denominación	Los Bonos estarán denominados en Pesos, en Unidades de Valor Real (UVR) o en Dólares.
Valor Nominal	Los Bonos tendrán los siguientes Valores Nominales individuales: Para las Series A, B y C, un Valor Nominal de diez millones de Pesos (COP 10,000,000); para la Serie D, un Valor Nominal de diez mil (10,000) UVR y para la Serie E un Valor Nominal de mil Dólares (USD 1,000). En el evento en que se realicen amortizaciones parciales, el Valor Nominal de cada Bono no se verá afectado.
Capital Vigente	El Capital Vigente de los Bonos en la Fecha de Emisión será igual a su Valor Nominal. En el evento en que se realicen amortizaciones parciales o prepagos, el Capital Vigente se reducirá en el monto en Pesos ya amortizado por Bono para las Series A, B y C, en número de unidades UVR amortizadas por Bono para la Serie D y en el monto en Dólares amortizados para la Serie E.
Inversión Mínima	Equivalente al valor de un (1) Bono, es decir, la suma de diez millones de Pesos (COP 10,000,000), para las Series A, B y C; diez mil (10,000) UVR para la Serie D y mil (USD1,000) Dólares para la Serie E.
Fecha de Emisión	La Fecha de Emisión será el día hábil siguiente a la publicación del primer Aviso de Oferta Pública.

Plazo de Redención	Los Bonos se redimirán en plazos comprendidos entre uno (1) y treinta (30) años, contados a partir de la Fecha de Emisión correspondiente y según se determine en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.
Plazo para formular la Oferta Pública de los Bonos	El plazo para formular la Oferta Pública de los Bonos será de un (1) año contado a partir de la ejecutoria de la resolución que haya ordenado la inscripción de los Bonos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y autorizado su Oferta Pública.
Plazo de Colocación	El Plazo de Colocación de los Bonos será de un (1) año contado a partir de la Fecha de Emisión.
Vigencia de la Oferta	La vigencia de cada Oferta Pública será la establecida en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Dicha vigencia en ningún caso se extenderá más allá del Plazo de Colocación.
Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses	Los intereses se pagarán en modalidad vencida, con periodicidad mensual, trimestral, semestral y/o anual, según se determine en el correspondiente Aviso de Oferta Pública. Los períodos de intereses se contarán a partir de la Fecha de Emisión y hasta el mismo día del mes, trimestre, semestre y/o año siguiente, y de la misma manera para cada periodo subsiguiente hasta la Fecha de Vencimiento.
Destinatarios de la Oferta Pública	La Emisión de los Bonos tendrá como destinatario al mercado principal, este es, personas naturales, personas jurídicas, inversionistas institucionales, entidades oficiales y en general, el público inversionista, entre los que se encuentran los fondos de pensiones y cesantías.
Amortización de Capital	El Emisor determinará en el respectivo Aviso de Oferta Pública el esquema de amortización de los Bonos ofrecidos, de acuerdo con los términos autorizados en el Reglamento y el marco de condiciones aquí señalado. Así mismo, el Emisor podrá emitir Bonos con Opción de Prepago, de conformidad con lo señalado en el Reglamento y en el presente Prospecto de Información.
Agente Estructurador	Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, firma comisionista de la Bolsa de Valores, que actúa como estructurador de la Emisión de Bonos en los términos del Decreto 2555 de 2010.

Agente Líder Colocador	Credicorp Capital Colombia S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa, quien tendrá la responsabilidad de la colocación de los Bonos y quien, conjuntamente con el Emisor, podrá otorgar cupos a otras firmas comisionistas inscritas en la Bolsa de Valores.
Agente(s) Colocador(es)	Firma(s) comisionista(s) inscrita(s) en la Bolsa de Valores y designada(s) conjuntamente por el Emisor y el Agente Líder Colocador.
Agente Administrador de la Emisión	El Depósito Centralizado de Valores de Colombia, Deceval S.A., domiciliado en la ciudad de Bogotá D.C y ubicado en la Calle 24A # 59 - 42 Torre 3 Oficina 501, o quien lo reemplace, ha sido designado como Agente Administrador de los Bonos, en virtud del Contrato de Depósito y administración suscrito con el Emisor.
Representante Legal de los Tenedores de Bonos	Servitrust GNB Sudameris S.A., domiciliada en la ciudad de Bogotá, ha sido encargada de la representación legal de los Tenedores de Bonos, en virtud del Contrato de Representante Legal de los Tenedores de Bonos suscrito con el Emisor.
Bolsa de Valores en la que se encuentran inscritos los Bonos	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Calificación de riesgo	Los Bonos han sido calificados AAA por Fitch Ratings Colombia S.A., calificación que se otorga a emisiones con capacidad sumamente alta para repagar oportunamente capital e intereses. El reporte completo de la calificación otorgada se presenta en el anexo, y podrá ser consultado en la Superintendencia Financiera, así como en su página web www.superfinanciera.gov.co en el link de “Información Relevante”.
Código de Buen Gobierno	El Emisor cuenta con un código de buen gobierno el cual se encuentra a disposición de todos los accionistas e inversionistas en la página web de la compañía: www.grupoenergiadebogota.com. La sociedad efectuará, de conformidad con la Circular Externa 029 de 2014 expedida por la Superintendencia Financiera, el reporte anual de las prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

Ley Aplicable	Los Bonos se regirán por las leyes de la República Colombia y

5 PRIMERA PARTE – DE LOS VALORES

5.1 CAPITULO I - CARACTERÍSTICAS DE LOS BONOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN

A continuación se establecen los términos y condiciones generales aplicables a la Emisión de los Bonos. Las condiciones específicas para cada Emisión se complementarán y determinarán en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, conforme a lo dispuesto en el Reglamento, la autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y en el presente Prospecto de Información.

La Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna requiere de la autorización impartida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

La Emisión y Oferta Pública de Bonos estará sujeta a lo dispuesto en el Libro Cuarto de la Parte Sexta del Decreto 2555 de 2010 y las normas que la complementen o adicionen.

Los Bonos constituirán obligaciones no garantizadas del Emisor, las cuales estarán en condiciones *pari passu* con respecto a las demás obligaciones actuales o futuras que adquiera el Emisor y que no cuenten con garantía real.

5.1.1 Generalidades de la Emisión y Colocación de los Bonos

La Emisión y colocación de los Bonos se desarrollará a partir de la colocación de Lotes, teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Cada sub-serie de cada Lote tiene condiciones financieras particulares, aplicables exclusivamente a la respectiva sub-serie del correspondiente Lote.

- El Valor Nominal de cada Lote será determinado en el Aviso de Oferta Pública respectivo.

- Los Bonos que conforman una sub-serie de cada Lote, tendrán una misma Tasa Cupón.

- La colocación de los Bonos podrá realizarse a través de uno o varios Lotes.

5.1.2 Utilización de los Recursos

EEB utilizará los recursos que obtenga con la colocación de los Bonos para financiar el plan de inversiones, la refinanciación de la deuda y los costos y gastos asociados a la estructuración y

obtención del financiamiento, así como para la atención de requerimientos de capital de trabajo. Los términos porcentuales concretos de los recursos que se obtengan con la colocación de los Bonos destinados a cada uno de estos usos serán informados en el Aviso de Oferta Pública.

5.1.3 Características y Condiciones Financieras de los Bonos

5.1.3.1 Monto de la Emisión

El Emisor emitirá Bonos por hasta un billón trescientos diecisiete mil trescientos ochenta millones de Pesos (COP 1,317,380,000,000), lo que corresponde al equivalente de cuatrocientos cincuenta millones de dólares (USD 450,000,000) convertidos a la TRM del día 26 de enero de 2017, el cual corresponde a la aprobación del Reglamento por parte de la Junta Directiva , en las condiciones indicadas en el Reglamento, en el presente Prospecto de Información y en la autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Los Bonos podrán ofrecerse en uno o varios Lotes.

5.1.3.2 Ley de Circulación y Transferencia

Los Bonos serán emitidos a la orden y en forma desmaterializada, razón por la cual la transferencia de su titularidad se hará exclusivamente mediante Anotaciones en Cuenta o subcuentas de depósito de los Tenedores de Bonos en Deceval de acuerdo con su reglamento de operaciones.

Los Bonos serán de libre negociación en la Bolsa de Valores y los Tenedores de Bonos legítimos podrán negociarlos directamente o a través de ella.

La Emisión será cien por ciento (100%) desmaterializada y el Tenedor de Bonos renunciará al derecho a solicitar la emisión de un título físico. Los Bonos tendrán mercado secundario directamente entre los Tenedores de los Bonos y a través de la Bolsa de Valores.

Los títulos tendrán mercado secundario por medio de sistemas de negociación de valores y en el mercado OTC.

5.1.3.3 Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima

Los Bonos de la Serie A, B y C estarán denominados en Pesos, los de la Serie D estarán denominados en UVR y los de la Serie E estarán denominados en Dólares.

Los Bonos tendrán los siguientes Valores Nominales individuales: para las Series A, B y C, un Valor Nominal de diez millones de Pesos (COP 10,000,000); para la Serie D, un Valor Nominal de diez mil (10,000) UVR y para la Serie E un Valor Nominal de mil Dólares (USD 1,000).

La Inversión Mínima será un (1) Bono. Las operaciones deberán efectuarse en unidades enteras de Bonos.

5.1.3.4 Número de Bonos a emitir

Será el número que resulte de dividir el monto ofrecido en Pesos del respectivo Lote, sobre el Valor Nominal en Pesos de cada Bono.

El Valor Nominal en Pesos de los Bonos de las Series D y E, será el que resulte de multiplicar el Valor Nominal de los Bonos ofrecidos de dichas Series, por el valor de la UVR y de la TRM respectivamente, vigentes en la Fecha de Emisión.

5.1.3.5 Plazo de Redención de los Bonos

Los Bonos se redimirán en plazos comprendidos entre uno (1) y treinta (30) años, contados a partir de la Fecha de Emisión y según se determine en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.

5.1.3.6 Series

Los Bonos podrán ser emitidos en alguna de las cinco (5) Series con las siguientes características:

Serie A: Los Bonos Serie A estarán denominados en Pesos y devengarán un interés variable en Pesos referenciado a la variación del Índice de Precios al Consumidor total nacional (IPC) (los "Bonos Serie A").

Serie B: Los Bonos Serie B estarán denominados en Pesos y devengarán un interés variable en Pesos ligado a la DTF (los "Bonos Serie B").

Serie C: Los Bonos Serie C estarán denominados en Pesos y devengarán un interés fijo en Pesos (los "Bonos Serie C").

Serie D: Los Bonos Serie D estarán denominados en UVR y devengarán un interés fijo en UVR, pagadero en Pesos (los "Bonos Serie D").

Serie E: Los Bonos Serie E estarán denominados en Dólares y devengarán un interés fijo en Dólares, pagadero en Pesos (los "Bonos Serie E").

Cada Serie podrá dividirse en sub-series de acuerdo al plazo de redención de los Bonos, de forma tal que la letra correspondiente a determinada Serie irá acompañada del plazo de redención correspondiente. Por ejemplo, si en el Aviso de Oferta Pública se desea ofrecer la Serie C a 10 años, se indicará que la sub-serie a la que se hace referencia corresponde a la C10. De esta forma se podrá subdividir cualquiera de las Series a ser ofrecidas en cualquier número de sub-series según el plazo, siempre y cuando dicho plazo de redención se encuentre dentro del rango de uno (1) a treinta (30) años contados a partir de la Fecha de Emisión.

5.1.3.7 Amortización de Capital

El Emisor determinará en el respectivo Aviso de Oferta Pública el esquema de amortización de los Bonos ofrecidos, de acuerdo con los términos autorizados en el Reglamento y el marco de condiciones que se establece en esta sección.

Los Bonos podrán amortizarse teniendo en cuenta el siguiente marco de condiciones:

La amortización del capital representado en los Bonos podrá realizarse de manera total en la Fecha de Vencimiento o en montos parciales con anterioridad a la Fecha de Vencimiento, según se informe en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

En el evento de amortizaciones parciales:

El Emisor deberá señalar en todos los Avisos de Oferta Pública en que se ofrezca alguna sub-serie con amortizaciones parciales, los porcentajes del Valor Nominal a amortizar de los respectivos Bonos y las fechas en las cuales se realizarán tales amortizaciones.

Los Bonos podrán amortizarse una vez cumplido el primer (1er) año contado a partir de la Fecha de Emisión.

El Capital Vigente de los Bonos se disminuirá en la misma proporción para todos los Bonos de una misma sub-serie.

La última amortización deberá realizarse en la Fecha de Vencimiento.

Para el pago en Pesos de la(s) amortización(es) de capital de la Serie D, se multiplicará el número de UVR a amortizar representadas en cada Bono, por el valor de la UVR del día pactado para su pago.

Para el pago en Pesos de la(s) amortización(es) de capital de la Serie E, se multiplicará el monto en Dólares a amortizar representado en cada Bono, por la TRM vigente del día pactado para su pago.

Las amortizaciones podrán realizarse únicamente en fechas de pago de intereses.

En el evento que el Emisor no realice los pagos de capital correspondiente en el momento indicado, a partir de allí los Bonos devengarán Intereses de Mora sobre el capital pendiente de pago.

Así mismo, el Emisor podrá emitir Bonos con Opción de Prepago según lo determine en el Aviso de Oferta Pública correspondiente y en los términos establecidos en el Reglamento y en este Prospecto.

Los Bonos constituirán obligaciones no garantizadas del Emisor, las cuales estarán en condiciones *pari passu* con respecto a las demás obligaciones actuales o futuras que adquiera el Emisor y que no cuenten con garantía real.

5.1.3.8 Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses

De conformidad con lo establecido en el artículo 6.1.1.1.5 del Decreto 2555 de 2010, los Bonos de cada sub-serie devengarán intereses a partir de la Fecha de Emisión a la Tasa Cupón. Dicha tasa será determinada al momento de la primera adjudicación de dicha sub-serie de un mismo Lote, cuando el mecanismo de adjudicación sea el de Subasta Holandesa. Sin embargo si el mecanismo de adjudicación es el de Demanda en Firme, la Tasa Cupón será determinada en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.

La Tasa Cupón es la tasa de interés pactada con base en la cual el Emisor pagará al inversionista intereses sobre el Capital Vigente de los Bonos.

La Tasa Cupón será única para cada sub-serie de un mismo Lote y se expresará con dos (2) decimales en una notación porcentual (0.00%).

Los intereses se pagarán en modalidad vencida, con periodicidad mensual, trimestral, semestral y/o anual, según se determine en el correspondiente Aviso de Oferta Pública. Los períodos de intereses se contarán a partir de la Fecha de Emisión y hasta el mismo día del mes, trimestre, semestre y/o año siguiente, y de la misma manera para cada periodo subsiguiente hasta la Fecha de Vencimiento. En caso que dicho día no exista en el respectivo mes de vencimiento, se tomará como tal el último día calendario del mes correspondiente. Cuando quiera que tal día no corresponda a un día hábil, los intereses causados se calcularán hasta el último día del periodo, sin perjuicio de que su pago se realice en el día hábil inmediatamente siguiente.

En caso de que el último día del último periodo de intereses corresponda a un día no hábil, el Emisor pagará los intereses el día hábil siguiente y reconocerá los intereses hasta tal día. El día de pago de intereses será hábil hasta las seis de la tarde. Para el cálculo de los intereses se empleará una de las siguientes convenciones, según se establezca en el Aviso de Oferta Pública correspondiente:

- 360/360: corresponde a años de trescientos sesenta (360) días, de doce (12) meses, con meses de treinta (30) días cada uno.

- 365/365: corresponde a años de trescientos sesenta y cinco (365) días, de doce (12) meses, con la duración mensual calendario que corresponde a cada uno de éstos, excepto para el mes de febrero, al que le corresponderán veintiocho (28) días.

- Real/real: corresponde a años de trescientos sesenta y cinco (365) o trescientos sesenta y seis (366) días, de doce (12) meses, con la duración mensual calendario que corresponda a cada uno de éstos.

No habrá lugar al pago de intereses por el retardo en el cobro de capital, salvo por los Intereses de Mora causada por situaciones originadas por el Emisor. En el evento de que el Emisor no realice los pagos de intereses correspondientes en el momento indicado, y durante el periodo que exista dicho incumplimiento, sobre el capital de los Bonos se devengarán Intereses de Mora equivalentes a la tasa máxima legal permitida.

El factor que se utilizará para el cálculo y la liquidación de los intereses deberá emplear seis (6) decimales aproximados por el método de redondeo, ya sea que se exprese como una fracción decimal (0.000000) o como una expresión porcentual (0.0000%). Se entiende como factor la solución de la expresión matemática que determina la proporción de la tasa de interés para el periodo a remunerar, con base en la convención adoptada.

El monto correspondiente a los intereses causados y por pagar se aproximará al valor entero superior o inferior más cercano expresado en Pesos. La aproximación se hará de la siguiente manera: para los decimales iguales o mayores a cinco (5) se aproximarán a la unidad superior. Por su parte, los decimales menores a cinco (5) se aproximarán a la unidad inferior.

5.1.3.9 Rendimiento de los Bonos

La Tasa Máxima de Rentabilidad para cada una de las sub-series ofrecidas de cada Lote será determinada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de conformidad con lo establecido en el Decreto 1068 de 2015.

Los Bonos devengarán los siguientes intereses, según la Serie:

- **Bonos Serie A:** devengarán un interés variable en Pesos ligado al IPC. El Margen que se ofrezca para cada sub-serie sobre el IPC para el cálculo de los intereses será determinado de alguna de las siguientes formas, según se defina en el Aviso de Oferta Pública: (i) se tomará al final de cada período de causación de los intereses, el último dato oficial del IPC anualizado de los últimos 12 meses suministrado por el DANE, o (ii) el dato oficial suministrado por el DANE para el IPC anualizado de los últimos 12 meses al primer día del periodo de intereses respectivo, al cual se adicionará el Margen correspondiente a la Tasa Cupón, así: ((1+IPC) x (1+Margen))-1, según se defina en el Aviso de Oferta Pública del Lote, expresado como una Tasa de Interés Efectiva Anual. A la tasa así obtenida, se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la convención y la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar y se aplicará al Capital Vigente de los Bonos Serie A para el período correspondiente.

  No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación o corrección en relación con la tasa IPC utilizada para realizar los cálculos respectivos.

En el caso de que el Gobierno elimine el IPC, éste será reemplazado por el indicador que el Gobierno establezca y sea reportado por la entidad que el Gobierno designe para tal efecto.

- **Bonos Serie B:** devengarán un interés variable en Pesos ligado a la DTF. Para el cálculo de los intereses de la Serie B, se tomará la tasa DTF nominal anual trimestre anticipado vigente para la semana en la cual se inicie el período de intereses correspondiente. A dicha tasa se le sumará el Margen correspondiente a la Tasa Cupón, dando como resultado la tasa nominal anual trimestre anticipado. A la tasa así obtenida, se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la convención y periodicidad de pago de intereses a que haya lugar, y se aplicará al Capital Vigente de los Bonos Serie B para el período correspondiente.

En el caso de que eventualmente el Gobierno elimine la DTF, ésta será reemplazada por el indicador que el Gobierno establezca y sea reportado por la entidad que el Gobierno designe para tal efecto.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación o corrección en relación con la tasa DTF utilizada para realizar los cálculos respectivos.

- **Bonos Serie C:** devengarán un interés fijo en Pesos. Para el cálculo de los intereses de la Serie C, se tomará la tasa fija como Tasa Cupón para cada sub-serie, a la cual se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la convención y la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar, y se aplicará al Capital Vigente de los Bonos Serie C para el período correspondiente.

- **Bonos Serie D:** devengarán un interés fijo en UVR pagadero en moneda legal colombiana. Para el cálculo de los intereses de la Serie D se tomará la tasa fija como Tasa Cupón para cada sub-serie, a la cual se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la convención y la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar. Dicha tasa se multiplicará por el Capital Vigente de los Bonos Serie D en UVR representado en cada título al final del correspondiente período de intereses, multiplicado a su vez por el valor de la UVR vigente para esa fecha.

En caso de que el Gobierno elimine la UVR, ésta será reemplazada por la unidad de medida que el Gobierno establezca y que sea reportada por la entidad que el Gobierno designe para tal efecto.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación y/o corrección en relación con la UVR utilizada para realizar los cálculos respectivos.

Bonos Serie E: devengarán un interés fijo en Dólares, pagadero en Pesos. Para el cálculo de los intereses de la Serie E, se tomará la tasa fija como Tasa Cupón para cada

sub-serie, a la cual se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la convención y la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar. Dicha tasa se multiplicará por el Capital Vigente de los Bonos Serie E en Dólares representado en cada título al final del correspondiente período de intereses, multiplicado a su vez por el valor de la TRM vigente para el último día de dicho período de intereses.
En caso de que el Gobierno elimine la TRM, ésta será reemplazada por la unidad de medida que el Gobierno establezca y que sea reportada por la entidad que el Gobierno designe para tal efecto.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación y/o corrección en relación con la TRM utilizada para realizar los cálculos respectivos.

5.1.3.10 Precio de Suscripción

El Precio de Suscripción de los Bonos será igual a su valor nominal en pesos.

Para el cálculo del Precio de Suscripción se utilizarán las siguientes fórmulas:

Bonos ofrecidos a la par:

Precio = Valor Nominal * (1+ Interés Efectivo Acumulado)

Cuando la suscripción se realice en una fecha posterior a la Fecha de Emisión, el Precio de Suscripción del título estará constituido por su Valor Nominal más los intereses causados:

a.) Base 365 días:

[(1 + Tasa Cupón) ^ (n / 365) –1] * Valor Nominal

b.) Base 360 días:

[(1 + Tasa Cupón) ^ (n / 360) –1] * Valor Nominal

c.) Base real/real:

[(1 + Tasa Cupón) ^ (n/ días efectivos del año calendario) –1] * Valor Nominal

El precio podrá fijarse con descuento o con prima en cuyo caso:

Bonos ofrecidos con descuento:

Precio = ((Valor Nominal * (1-Dcto))*(1+ Interés Efectivo Acumulado))

Bonos ofrecidos con prima:

Precio = ((Valor Nominal * (1+prima)]*(1+Interés Efectivo Acumulado))

Dónde:

Base 365 días:

Interés Efectivo Acumulado = [(1+Tasa Cupón) ^n/365] – 1

Base 360 días:

Interés Efectivo Acumulado = [(1+Tasa Cupón) ^n/360] – 1

Base real/real:

Interés Efectivo Acumulado = [(1+Tasa Cupón) ^n/días efectivos del año calendario] – 1

n: días transcurridos desde la Fecha de Emisión y hasta la Fecha de Suscripción cuando se suscribe antes del primer pago de intereses, o días transcurridos desde la fecha del último pago de intereses hasta la Fecha de Suscripción en los demás casos, de acuerdo con la convención correspondiente a la sub-serie colocada.

El Precio de Suscripción de los Bonos colocados a partir del segundo ofrecimiento de cada serie se calculará como el valor presente de sus flujos de intereses y capital en la Fecha de Suscripción, descontados con la tasa de rentabilidad establecida para el respectivo Lote de acuerdo con el mecanismo de colocación elegido para el respectivo Lote expresada en forma de Tasa de Interés Efectiva Anual y en la convención correspondiente. La fórmula empleada para el cálculo del Precio de Suscripción es la siguiente:

$$P = \sum_{i=1}^{n} \frac{F_i}{(1+r)^{t_i}}$$

Dónde:

- P: es el Precio de Suscripción en Pesos.
- Fi: es cada uno de los flujos de intereses y capital del Bono en Pesos.
- * n: es el total de flujos del Bono.
- r: es la tasa de rentabilidad para el Lote respectivo expresada como Tasa de Interés Efectiva Anual.
- * ti: es el tiempo expresado en años entre la Fecha de Suscripción y la fecha correspondiente a Fi, respetando la convención de conteo de días determinada en el Aviso de Oferta Pública correspondiente.

Los Bonos deberán ser pagados íntegramente al momento de su suscripción.

En el evento en que el Emisor desee realizar ofrecimientos mediante Lotes posteriores a la Fecha de Emisión, la colocación se realizará por precio o tasa de descuento, con la cual se calculará el Precio de Suscripción respetando la Tasa Cupón previamente definida. El precio podrá estar dado a la par, con prima o descuento, toda vez que la totalidad de los Bonos de cada una de las sub-series ya emitidas tendrá una misma Tasa Cupón.

5.1.3.11 Lugar y Forma de Pago del Capital e Intereses

Mientras los Bonos estén representados por un Macrotítulo en poder de Deceval, todos los pagos de capital e intereses respecto de los mismos serán efectuados por el Emisor a Deceval, y éste último distribuirá dichas sumas entre los Tenedores de Bonos según las disposiciones consignadas en la subsección "Cobranza" de la sección "Depósito y Administración de la Emisión" del presente Prospecto de Información y en el Contrato de Depósito y Administración de la Emisión.

Todo suscriptor deberá ser o estar representado por un depositante directo que cuente con el servicio de administración de valores con Deceval.

Así mismo, el Emisor podrá obtener la cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores de los Bonos, si no ha sido posible la redención de uno o varios Bonos por inactividad del Tenedor de Bonos en el ejercicio de sus derechos, cumpliendo al efecto el procedimiento previsto en el Artículo 5.2.6.1.8 del Decreto 2555 de 2010.

5.1.3.12 Reposición, Fraccionamiento y Englobe de los Bonos

La Emisión de los Bonos se realizará en forma desmaterializada y depositada en Deceval para su administración y custodia, además los adquirientes de los Bonos renunciarán a la posibilidad de materializar los Bonos emitidos. Por lo tanto, no habrá lugar a reposición, fraccionamiento o englobe de los Bonos.

5.1.4 Definición de Fechas

5.1.4.1 Fecha de Suscripción

Corresponde a la fecha en que sea colocado y pagado íntegramente cada Bono.

5.1.4.2 Fecha de Expedición

Es la fecha en la cual se registra la Anotación en Cuenta ya sea por suscripción original o por transferencia electrónica de los Bonos.

5.1.4.3 Fecha de Emisión

Corresponderá al día hábil siguiente a la publicación del primer Aviso de Oferta Pública de la respectiva Emisión. En el evento en que se ofrezca más de un (1) Lote, todos los Lotes tendrán la misma Fecha de Emisión.

5.1.5 Comisiones y Gastos Conexos

Las sociedades comisionistas de bolsa a través de las cuales se ofrezcan los Bonos, podrán cobrar una comisión que será negociada y convenida entre cada sociedad comisionista y los respectivos potenciales inversionistas.

Sin perjuicio de estas y de las obligaciones tributarias aplicables a cada Inversionista, éstos no tendrán que pagar comisiones ni gastos conexos para la suscripción de los Bonos, siempre y cuando dichos Bonos sean adquiridos en la oferta primaria.

5.1.6 Control de Lavado de Activos

Cada Agente Colocador será el responsable de cumplir con las disposiciones vigentes en materia de control al lavado de activos respecto de los suscriptores de los Bonos y, de manera particular, del procedimiento a seguir para cumplir con los "Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo" a fin de dar cumplimiento a la Circular Externa 029 de 2014 expedida por la Superintendencia Financiera para ese fin.

En este sentido, a efectos de dar cumplimiento de las disposiciones relativas a la prevención de lavado de activos, así como de las prácticas y políticas establecidas en esta materia por el Agente Líder Colocador y/o el(los) Agente(s) Colocador(es), los inversionistas deberán cumplir el siguiente procedimiento:

Los inversionistas que se encuentren interesados en adquirir los Bonos para participar en el respectivo proceso de colocación de los mismos, deberán estar vinculados como clientes del Agente Líder Colocador o del(los) agente(s) colocador(es), como miembros del sistema MEC de la Bolsa de Valores, o diligenciar y entregar el formulario de vinculación con sus respectivos anexos, que será exigido por las entidades a través de las cuales se pretenda adquirir los Bonos.

El formulario de vinculación y sus anexos deberán entregarse a más tardar al momento de la aceptación de la Oferta Pública.

El potencial inversionista que no haya entregado el formulario debidamente diligenciado y la totalidad de los anexos, no podrá participar en el proceso de adjudicación de los Bonos.

5.1.7 Bolsa de Valores donde estarán inscritos los Bonos

Los Bonos estarán inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A.

5.1.8 Opción de Prepago

El Emisor podrá emitir Bonos con Opción de Prepago, según se estipule en el Aviso de Oferta Pública de cada Lote en el que se ofrezca por primera vez una sub-serie, condición que se reiterará en los avisos correspondientes en que se ofrezca nuevamente una sub-serie. El prepago de los Bonos se hará mediante el uso de un Precio de Ejercicio. Se entiende por Precio de Ejercicio el precio que pagará el Emisor en caso de que haga uso de la Opción de Prepago y será expresado como un porcentaje (prima o descuento) sobre el Capital Vigente de los Bonos. Dicha prima o descuento será determinada y publicada en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, y será reiterada en los avisos siguientes, de ser el caso. No habrá remuneración adicional distinta al Precio de Ejercicio, en el evento en que la Opción de Prepago sea ejercida.

El prepago generado por el ejercicio de la Opción de Prepago, podrá realizarse respecto de cada sub-serie de cada Lote de manera total o parcial. El prepago se prorrateará de forma equitativa entre los Tenedores de Bonos prepagándose a cada uno el mismo porcentaje de prepago sobre su posición nominal de inversión.

El prepago se realizará disminuyendo el Capital Vigente de cada uno de los Bonos de la respectiva sub-serie en el mismo porcentaje. La Opción de Prepago podrá ser ejercida sólo en las fechas de pago de intereses y sólo después de transcurrido un año (1) a partir de la Fecha de Emisión del respectivo Bono. El ejercicio de la Opción de Prepago será anunciado por el Emisor a los Tenedores de Bonos y al público en general con un mínimo de veinte (20) días calendario de anticipación a la fecha prevista para el prepago, mediante un aviso publicado en el(los) mismo(s) diario(s) en que se anunció la Oferta Pública o en cualesquiera otros medios de amplia difusión pública previa autorización de la Superintendencia Financiera.

Una vez que el Emisor publique el aviso para ejercer la Opción de Prepago, se hará efectivo su carácter obligatorio para los tenedores de la respectiva sub-serie.

5.1.9 Recompra de los Bonos

El Emisor podrá recomprar o readquirir los Bonos en el mercado secundario. Dicha Recompra sólo podrá efectuarse siempre y cuando se cumpla el tiempo mínimo de circulación de los Bonos establecido en el artículo 6.4.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010, es decir, transcurrido un (1) año contado a partir de la Fecha de Emisión de los Bonos. La oferta de Recompra por parte de Emisor no conlleva para los Tenedores de los Bonos obligación alguna de aceptarla. De esta manera los Bonos no podrán ser reemitidos ni revendidos; el saldo de los Bonos será debidamente anulado por Deceval y en este evento, las obligaciones del Emisor en relación con tales Bonos se extinguirán por confusión, en los términos establecidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley 964 de 2005.

5.1.10 Régimen fiscal aplicable a los Bonos objeto de la Oferta Pública

Los rendimientos financieros de los Bonos se someterán a la retención en la fuente, de acuerdo con las normas tributarias vigentes y los conceptos de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales –DIAN-. Para estos efectos, cuando el Bono sea expedido a nombre de los beneficiarios, estos indicarán la participación individual en los derechos de los Bonos; así mismo si a ello hubiese lugar, acreditarán que no están sujetos a la retención en la fuente.

Para efectos del gravamen a los movimientos financieros, se deberá tener en cuenta que de acuerdo con el numeral 7 del artículo 879 del Estatuto Tributario, se encuentran exentas de este gravamen la compensación y liquidación que se realicen a través de sistemas de compensación y liquidación administrados por entidades autorizadas para tal fin respecto a operaciones que se realicen en el mercado de valores, derivados, divisas o en las bolsas de productos agropecuarios o de otros *commodities*, incluidas las garantías entregados por cuenta de participantes y los pagos correspondientes a la administración de valores en los depósitos centralizados de valores.

En el evento en que surjan nuevos impuestos y le sean aplicables a los Bonos en fecha posterior a su colocación, correrán a cargo de los Tenedores de Bonos.

5.1.11 Depósito y Administración de la Emisión

La totalidad de la Emisión se realizará en forma desmaterializada. Por consiguiente, los adquirientes de los Bonos renunciarán a la posibilidad de materializar los Bonos emitidos.

Deceval, tendrá a su cargo la custodia y administración de la Emisión conforme a los términos y condiciones del Contrato de Depósito y Administración. Como consecuencia de la suscripción de los Bonos, los Tenedores de Bonos aceptan a Deceval como custodio y Agente Administrador de los Bonos.

Deceval ejercerá todas las actividades operativas derivadas del depósito de la Emisión desmaterializada, dentro de las cuales se incluyen, entre otras, las siguientes obligaciones y responsabilidades a su cargo:

5.1.11.1 Macrotítulo

Registrar el Macrotítulo representativo de la Emisión, que comprende el registro contable de la Emisión, la custodia, administración y control del Macrotítulo, lo cual incluye el control sobre el saldo circulante de la Emisión, monto emitido, colocado, en circulación, cancelado, por colocar y anulado de los títulos. El Macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado en base diaria.

Para estos efectos, el Emisor se compromete a hacer entrega del Macrotítulo a Deceval a más tardar el día hábil anterior a la Fecha de Emisión de los Bonos.

5.1.11.2 Registros y Anotaciones

Registrar y anotar en cuenta la información sobre:

- La colocación individual de la Emisión.

- Las enajenaciones y transferencias de los derechos anotados en cuentas o subcuentas de depósito. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito, se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de Deceval.

- La anulación de los derechos de los Bonos, de acuerdo con las órdenes que imparta el Emisor, en los términos y condiciones establecidos en el reglamento de operaciones de Deceval.

- Las órdenes de expedición de los derechos anotados en cuentas de depósito.

- Las pignoraciones y gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de Deceval. Cuando la información sobre enajenaciones o gravámenes de títulos provenga del suscriptor o de autoridad competente, Deceval tendrá la obligación de informar al Emisor dentro del día hábil siguiente al recibo de la información de tal circunstancia, siempre y cuando se trate de valores nominativos.

- El saldo en circulación bajo el mecanismo de Anotación en Cuenta.

5.1.11.3 Cobranza

Cobrar al Emisor los derechos patrimoniales que estén representados en Anotaciones en Cuenta a favor de los respectivos beneficiarios, cuando éstos sean depositantes directos con servicio de administración de valores o estén representados por uno de ellos.

- Deceval presentará dos liquidaciones, una previa y la definitiva. La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por el Emisor se presentará dentro del término de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el giro correspondiente. Esta deberá sustentarse indicando el saldo de la Emisión que circula en forma desmaterializada y la periodicidad de pago de intereses.

- El Emisor verificará la preliquidación elaborada por Deceval y acordará con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Para realizar los ajustes tanto Deceval como el Emisor se remitirán a las características de la Emisión tal como se encuentran establecidas en el Reglamento.

- Posteriormente, Deceval presentará al Emisor y dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago, una liquidación definitiva sobre los valores en depósito administrados a su cargo.

- El Emisor solo abonará en la cuenta de Deceval los derechos patrimoniales correspondientes a los Tenedores de Bonos. El Emisor consignará mediante transferencia electrónica de fondos a la cuenta designada por Deceval el valor de la liquidación, según las reglas previstas en el Reglamento para el pago de intereses y capital. Los pagos deberán efectuarse el día del vencimiento a más tardar a las 12:00 P.M.

- Informar a los depositantes y a los entes de control al día hábil siguiente al vencimiento del pago de los derechos patrimoniales, el incumplimiento del pago de los respectivos derechos, cuando quiera que el Emisor no provea los recursos, con el fin de que éstos ejerciten las acciones a que haya lugar.

- Deceval no asume ninguna responsabilidad del Emisor cuando éste no provea los recursos para el pago oportuno de los vencimientos, ni por las omisiones o errores en la información que el Emisor, o los depositantes directos le suministren derivados de las órdenes de expedición, suscripción, transferencias, gravámenes o embargos de los derechos incorporados.

5.1.11.4 Informes

Remitir informes mensuales al Emisor dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al cierre del mes sobre:

Un informe mensual dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al cierre del mes, que contiene el detalle diario y consolidado sobre el estado del monto de la Emisión, en el cual se indicará:

- Saldo emitido
- Saldo cancelado
- Saldo anulado
- Saldo en circulación

Esta información podrá ser consultada en cualquier momento por el Emisor en caso de que cuente con acceso al sistema de información suministrado por Deceval.

5.1.11.5 Actualización

Actualizar el monto del Macrotítulo, por encargo del Emisor, a partir de las operaciones de expedición, cancelación al vencimiento, anulaciones y retiros de valores del depósito, para lo cual Deceval tendrá amplias facultades.

5.1.12 Obligaciones del Emisor

- Pagar el capital y los intereses de cada Bono en la forma y fecha establecida en cada Aviso de Oferta Pública, según lo estipulado en este Prospecto de Información.

- Remitir la información relevante requerida a la Superintendencia Financiera una vez se realice la Emisión.

- Presentar ante la Superintendencia Financiera, de manera previa a la realización de la Oferta Pública, los documentos necesarios para el Registro Nacional de Valores y Emisores, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 2555 de 2010 y demás normas complementarias.

- Cumplir con las obligaciones contempladas en este Prospecto de Información así como también las emanadas del Decreto 2555 de 2010.

- Suministrar y poner a disposición del Representante Legal de los Tenedores de Bonos toda la información que éste requiera para el desempeño de sus funciones, y permitirle inspeccionar, en la medida que sea necesario para los fines de este contrato, sus libros, documentos y demás bienes.

- Pagar al Representante Legal de los Tenedores de Bonos la remuneración convenida, de acuerdo a lo previsto en el respectivo Contrato de Representante Legal de los Tenedores de Bonos.

- Responder con todos sus bienes como garantía general por el cumplimiento de los compromisos adquiridos en razón de la Emisión.

- Informar al Representante Legal de los Tenedores de Bonos cualquier situación o circunstancia que deteriore la calidad de las Emisiones.

- Cumplir con todos los deberes de información y demás obligaciones que se deriven de la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

- Registrar ante la Cámara de Comercio de Bogotá el Contrato de Representante Legal de los Tenedores de Bonos para efectos de inscribir el respectivo nombramiento.

5.1.13 Representante Legal de los Tenedores de Bonos

Actuará como Representante Legal de los Tenedores de Bonos Servitrust GNB Sudameris S.A., entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera para operar, con domicilio principal en la Carrera 7ª No. 75 -85/87 Piso 10 de la ciudad de Bogotá. Para tal efecto, el Representante Legal de los Tenedores de Bonos manifiesta y declara que no se

encuentra inhabilitado para desarrollar sus funciones de conformidad con el Contrato de Representante Legal de los Tenedores de Bonos y en los términos del artículo 6.4.1.1.5 del Decreto 2555 de 2010.

5.1.13.1 Funciones del Representante Legal de los Tenedores de Bonos

El Representante Legal de los Tenedores de Bonos tendrá las funciones establecidas en el artículo 6.4.1.1.9 del Decreto 2555 de 2010 y el Contrato de Representante Legal de los Tenedores de Bonos, o en las normas que lo modifiquen o reformen, y en especial las siguientes:

- Realizar todos los actos de administración y conservación que sean necesarios para el ejercicio de los derechos y la defensa de los intereses comunes de los Tenedores de Bonos.

- Llevar a cabo los actos de disposición para los cuales lo faculte la Asamblea General de Tenedores de Bonos, en los términos del Decreto 2555 de 2010 y demás normas que regulen la materia.

- Actuar en nombre de los Tenedores de Bonos en los procesos judiciales y extrajudiciales, incluyendo procesos de insolvencia, que se inicien en contra del Emisor. Para tal efecto, el Representante Legal de los Tenedores de Bonos deberá hacerse parte en el respectivo proceso dentro del término legal, para lo cual acompañará a su solicitud, como prueba del crédito, copia auténtica del contrato y una constancia con base en sus registros sobre el Capital Vigente de la Emisión y sus intereses.

- Representar a los Tenedores de Bonos en todo lo concerniente a su interés común o colectivo.

- Intervenir con voz pero sin voto en todas las reuniones de la asamblea de accionistas del Emisor.

- Convocar la Asamblea General de Tenedores de Bonos con ocho (8) días hábiles de anticipación a la fecha prevista para la realización de la reunión y presidirla. Además debe cumplir con lo establecido en el artículo 6.4.1.1.18 del Decreto 2555 de 2010 en cuanto a las condiciones de convocatoria de la Asamblea General de Tenedores de Bonos y certificar al Emisor que las decisiones aprobadas por la Asamblea General de Tenedores de Bonos fueron tomadas observando el régimen de quórum y mayorías previsto en dicho Contrato.

- Convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos cuando se lo soliciten el Emisor o un número plural de Tenedores de Bonos que representen por lo menos el diez por ciento (10%) de los Bonos en circulación y en caso de incumplimiento del Emisor de sus obligaciones previstas en los términos y condiciones de los Bonos. En caso de

renuencia del Representante Legal de los Tenedores de Bonos en efectuar dicha convocatoria, los Tenedores de Bonos o el Emisor podrán solicitar a la Superintendencia Financiera o a la entidad que la sustituya, que efectúe la convocatoria.

- Solicitar a la Superintendencia Financiera, dentro de la competencia de esa Superintendencia, los informes que considere del caso y las revisiones indispensables de los libros de contabilidad y demás documentos del Emisor directamente relacionados con la Emisión.

- Informar a los Tenedores de Bonos y a la Superintendencia Financiera, a la mayor brevedad posible y por los medios idóneos, cualquier incumplimiento de las obligaciones del Emisor derivado de los Bonos.

- Convocar inmediatamente a la Asamblea General de Tenedores de Bonos para que decida sobre su reemplazo, cuando en el curso de la Emisión se encuentre en una situación que lo inhabilite para continuar actuando en tal calidad.

- Realizar las actividades o funciones que la Asamblea General de Tenedores de Bonos le imparta.

- Cumplir con las normas establecidas por la Superintendencia Financiera en materia de Representante Legal de los Tenedores de Bonos.

- Asumir la responsabilidad como representante de los Tenedores de Bonos de conformidad con el Artículo 6.4.1.1.37 del Decreto 2555 de 2010, hasta la culpa leve.

- Las demás funciones que se establezcan en el contrato, la ley o que le asigne la Asamblea General de Tenedores de Bonos.

5.1.14 Tenedores de Bonos

5.1.14.1 Derechos de los Tenedores de Bonos

Además de los derechos que les corresponden como acreedores del Emisor, los Tenedores de los Bonos tienen los siguientes derechos:

- Percibir los intereses y el reembolso de su capital, todo de conformidad con los términos y condiciones aquí estipuladas.

- Participar en la Asamblea General de Tenedores de Bonos y votar en ella.

- Solicitar la asistencia del Representante Legal de los Tenedores de Bonos en todo lo que concierne a su interés común o colectivo.

- Los Tenedores de Bonos que representen, por lo menos, el diez por ciento (10%) del Capital Vigente de los Bonos en circulación, podrán exigir al Representante Legal de los Tenedores de Bonos que convoque a la Asamblea General de Tenedores de Bonos. Si éste no la convocare podrán dirigirse a la Superintendencia Financiera, o a la entidad que la sustituya, para que ésta lo haga.

- Remover al Representante Legal de los Tenedores de Bonos y designar la entidad que ha de sustituirlo, mediante decisión adoptada de conformidad con las mayorías legales, previa aprobación del Emisor. En caso de remoción del Representante Legal de Tenedores de Bonos, los honorarios que se pagarán al nuevo Representante Legal de los Tenedores de Bonos serán los mismos pactados con el inicialmente designado.

- Ejercer individualmente las acciones que les correspondan, cuando no contravengan las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos, o cuando el Representante Legal de los Tenedores de Bonos no las haya instaurado, de conformidad con el artículo 6.4.1.1.16 del Decreto 2555 de 2010.

Cualquier información que deba comunicarse a los Tenedores de Bonos se publicará mediante avisos en los diarios El Tiempo y/o La República y/o Portafolio, o en cualquier otro medio de difusión masiva previa autorización de la Superintendencia Financiera.

5.1.14.2 Obligaciones de los Tenedores de Bonos

- Pagar íntegramente el Precio de Suscripción.

- Proporcionar oportunamente y con anterioridad al momento de la suscripción de los Bonos la información que el Agente Líder Colocador y/o el(los) Agente(s) Colocador(es) le requieran en desarrollo de sus obligaciones de conocimiento adecuado del cliente.

- Avisar oportunamente a Deceval cualquier enajenación, gravamen o limitación al dominio que pueda pesar sobre los Bonos.

- Pagar los impuestos, tasas, contribuciones y retenciones existentes o que se establezcan en el futuro sobre el capital, los intereses o el rendimiento de los Bonos, en la medida que tales obligaciones resulten aplicables de acuerdo con la ley.

- Ser o estar representado por un depositante directo que cuente con el servicio de administración de valores de Deceval.

- Las demás que emanen de este Prospecto de Información o de la ley o de cualquier otra regulación aplicable.

5.1.14.3 Asamblea General de Tenedores de Bonos

Podrán convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos el Representante Legal de los Tenedores de Bonos, el Emisor, la Superintendencia Financiera y/o un grupo de Tenedores de Bonos que represente no menos del diez por ciento (10%) del Capital Vigente de los Bonos. En este último evento, el mismo podrá exigir al Representante Legal de los Tenedores de Bonos que convoque la Asamblea General de Tenedores de Bonos, y si éste no lo hiciere, solicitarán a la Superintendencia Financiera que haga la convocatoria. Igualmente la Superintendencia Financiera podrá convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos u ordenar al Emisor que lo haga, cuando existan hechos graves que deban ser conocidos por los Tenedores de Bonos y que puedan determinar que se le impartan instrucciones al Emisor.

La convocatoria se hará mediante avisos publicados en forma destacada en los diarios El Tiempo y/o La República y/o Portafolio o en cualquier otro diario de circulación nacional en Colombia con una antelación de ocho (8) días hábiles a la fecha prevista para la realización de la reunión, informando a los Tenedores de Bonos si se trata de una reunión de primera, segunda o tercera convocatoria, el lugar, la fecha, la hora y el orden del día de la Asamblea General de Tenedores de Bonos y cualquier otra información o advertencia a que haya lugar. Las reuniones de la Asamblea General de los Tenedores de Bonos se llevarán a cabo en la ciudad de Bogotá.

El quórum para deliberar válidamente en la Asamblea General de Tenedores de Bonos estará conformado por un número plural de Tenedores de Bonos que represente no menos del cincuenta y uno por ciento (51%) del Capital Vigente de la Emisión, o en cualquier reunión de segunda convocatoria, por un número plural de personas que sean o representen a los Tenedores de Bonos, cualquiera que sea el Capital Vigente de los Bonos representados. Las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos se adoptarán por la mayoría absoluta de los votos presentes.

En el evento en que los asuntos a tratar en la Asamblea General de Tenedores de Bonos incluyan la consideración de propuestas de modificación de los términos y condiciones materiales de los Bonos y/o para autorizar al Representante Legal de los Tenedores de Bonos para celebrar en nombre y representación de los Tenedores de Bonos un contrato de transacción y/o para votar favorablemente una fórmula concordataria, el quórum necesario para deliberar y decidir será: (i) en el caso de una reunión de primera convocatoria un número plural de votos que represente la mayoría numérica de los presentes y, no menos del ochenta por ciento (80%) del Capital Vigente de los Bonos que en ese momento estén en circulación de cada Lote; (ii) en el caso de la reunión de segunda convocatoria, un número plural de votos que represente la mayoría numérica de los presentes y no menos del cuarenta por ciento (40%) del Capital Vigente de los Bonos de cada Lote; (iii) en el caso de reuniones de tercera convocatoria, cualquier Capital Vigente de los Bonos, y un número plural de votos que represente la mayoría numérica de los Tenedores de Bonos presentes en la reunión.

Cualquier resolución extraordinaria debidamente adoptada será vinculante para todos los Tenedores de Bonos, ya sea que hayan estado presentes o no en la reunión en la cual se adoptó dicha resolución.

5.1.15 Calificación de Riesgo

El Comité Técnico de Fitch Ratings Colombia S.A. otorgó el 19 de Octubre de 2016 la calificación original de AAA a la emisión y colocación de Bonos que efectuará el Emisor, calificación que se otorga a emisiones con capacidad sumamente alta para repagar oportunamente capital e intereses. Es la más alta categoría en grados de inversión.

La calificación otorgada refleja, entre otros, los siguientes aspectos:

- Estabilidad en la generación de flujo de caja de la compañía.
- Fuerte posición competitiva en la industria.
- Apalancamiento esperado en línea con su categoría de calificación.
- Sólida posición de liquidez.

Dentro de las fortalezas que presenta EEB se destacan las siguientes:

- Sólida posición de negocio en los segmentos y en las geografías donde EEB opera.
- Flujo sólido de dividendos.
- Calidad crediticia del accionista controlante.
- Nueva estrategia de crecimiento de la empresa.

El reporte completo de la calificación otorgada se encuentra en la Anexo 7.1 del presente Prospecto de Información y podrá ser consultado en los archivos de la Superintendencia Financiera, así como en su página web www.superfinanciera.gov.co en el link de “Información Relevante”.

5.1.16 Ley Aplicable y Jurisdicción

Los Bonos se regirán por las leyes de la República Colombia y se interpretarán de conformidad con las mismas.

5.1.17 Medios de divulgación de información para inversionistas

El Emisor tiene previsto que con el objeto de mantener informados a los accionistas e inversionistas de la Compañía, se cuente con los siguientes mecanismos:

- En la página Web de EEB www.grupoenergiadebogota.com se publica periódicamente la información relevante de la Compañía y sus principales avances y resultados.

- Dirección de correo electrónico ir@eeb.com.co para realizar consultas, quejas, reclamos o para solicitar información.

- En la página web de la Superintendencia Financiera.

5.2 CAPITULO II – CONDICIONES DE LA OFERTA PÚBLICA Y DE LA COLOCACIÓN

5.2.1 Plazo para formular la Oferta Pública de los Bonos, Plazo de Colocación de los bonos y Vigencia de la Oferta Pública

El plazo para formular la Oferta Pública de los Bonos será de un (1) año contado a partir de la ejecutoria de la resolución que haya ordenado la inscripción de los Bonos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, y autorizando su Oferta Pública. El Plazo de Colocación de los Bonos será de un (1) año contado a partir de la Fecha de Emisión. La Vigencia de la Oferta se establecerá en el Aviso de Oferta Pública. Dicha Vigencia de la Oferta iniciará y expirará en la fecha y hora allí señaladas o cuando todos y cada uno de los Bonos ofrecidos hayan sido adjudicados (incluyendo la adjudicación adicional que el Emisor decida realizar, si esto ocurre antes del vencimiento de dicha vigencia). En ningún caso se extenderá más allá del Plazo de Colocación.

El monto total autorizado de la emisión podrá colocarse en uno o varios Lotes dentro del plazo establecido en el párrafo anterior.

5.2.2 Modalidad para adelantar la Oferta Pública

La colocación de los Bonos se hará mediante Oferta Pública. La Oferta Pública de los Bonos podrá ser ofrecida en uno o varios Lotes, a discreción del Emisor.

5.2.3 Destinatarios de las ofertas

Las ofertas tendrán como destinatario al mercado principal, esto es, personas naturales, personas jurídicas, inversionistas institucionales, entidades oficiales y en general, el público inversionista, entre los que se encuentran los fondos de pensiones y cesantías.

5.2.4 Medios a través de los cuales se formularán las ofertas

La publicación de los Avisos de Oferta Pública se hará en los diarios El Tiempo y/o La República y/o Portafolio, o cualquier otro diario de amplia y reconocida circulación nacional, así como en el Boletín Diario de la BVC previa remisión del mismo a la Superintendencia Financiera. En dichos avisos se definirán las condiciones en que serán ofrecidos los Bonos, expresando entre otros, la Tasa Cupón, el Plazo de Redención y el esquema de amortización aplicable a cada una de las sub-series. En estos mismos diarios se publicarán los avisos e

informaciones que deban comunicarse a los Tenedores de Bonos, así como en la página web del Emisor http:// www.grupoenergiadebogota.com, en el link de Inversionistas y/o a través del mecanismo de información relevante por parte de Superintendencia Financiera.

5.2.5 Reglas generales para la colocación

El mecanismo de adjudicación de los Bonos de cada Lote será el de Subasta Holandesa o Demanda en Firme, según lo determine el Emisor en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Dicho mecanismo se realizará siguiendo lo dispuesto en el Instructivo que la Bolsa de Valores expida para el efecto y utilizando los procedimientos de los sistemas electrónicos de la Bolsa de Valores.

- El Emisor informará en cada Aviso de Oferta Pública las sub-series ofrecidas en el correspondiente Lote.

- Para el proceso de adjudicación de los Bonos se tomará en consideración el monto demandado de los Bonos en términos de su Valor Nominal.

- En el evento en que se ofrezca de nuevo una misma sub-serie, ésta conservará todas las características financieras determinadas en el ofrecimiento inicial.

- Aquellos destinatarios que deseen participar en el proceso de colocación, deberán presentar sus demandas de compra en el(los) día(s), en los horarios y a través de los medios de comunicación idóneos que el Emisor establezca en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, indicando la(s) sub-serie(s) demandada(s) y, para cada sub-serie, el monto requerido. En el evento en que el mecanismo de adjudicación a ser utilizado sea el de Subasta Holandesa, deberá también indicarse la tasa o Margen demandado.

- En el evento en que el monto total demandado fuere superior al monto ofrecido en dicho Aviso de Oferta Pública, el Emisor, por decisión autónoma, siempre que así lo haya anunciado en el Aviso de Oferta Pública, podrá atender la demanda insatisfecha hasta por un monto equivalente al cien por ciento (100%) del monto total del Lote, sin sobrepasar el monto de la Emisión que haya sido autorizado.

- La adjudicación de la demanda insatisfecha se efectuará con sujeción a los criterios que se señalarán en el Instructivo. El Emisor podrá decidir no adjudicar montos en alguna(s) de la (s) sub-serie (s) ofrecidas cuando se demande por lo menos el cien por ciento (100%) del monto ofrecido en el correspondiente Aviso de Oferta Pública en una o varias de la(s) sub-serie(s) ofrecidas, o podrá otorgar montos parciales por sub-serie, conforme a criterios de favorabilidad para el Emisor en cuanto a tasa y plazo. En todo caso, el Emisor deberá tener en cuenta que no podrá adjudicar un monto inferior al informado en el Aviso de Oferta Pública.

- En el evento en que queden saldos sin colocar en una o varias de las Series o sub-series ofertadas, éstos podrán ser ofrecidos en un nuevo Aviso de Oferta Pública, en Series o sub-series diferentes, siempre y cuando haya expirado la Vigencia de la Oferta del Lote previamente ofrecido

- El valor de cada Bono deberá ser pagado íntegramente al momento de la suscripción, pudiendo ser colocado a Valor Nominal o a Valor Nominal con una prima o descuento, según lo determine el Aviso de Oferta Pública en concordancia con las autorizaciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en los términos del Decreto 1068 de 2015.

5.2.6 Sistema de adjudicación y de cumplimiento de la Bolsa de Valores

La Bolsa de Valores en su calidad de administrador del sistema de Subasta Holandesa y Demanda en Firme y el sistema de compensación y liquidación, será la entidad encargada de realizar la adjudicación de los Bonos. Para tal efecto, la Bolsa de Valores expedirá el Instructivo que aplicará para la operación de adjudicación en el mercado primario mediante el mecanismo de Subasta Holandesa o Demanda en Firme según corresponda, y para el proceso de cumplimiento de las operaciones producto de tal adjudicación.

Previo a la realización de la Oferta Pública, dicho Instructivo será publicado directamente por la Bolsa de Valores al mercado en general mediante publicación en el portal de la página web www.bvc.com.co.

La Bolsa de Valores será la entidad encargada de:

- Realizar la adjudicación, a través del mecanismo seleccionado por el Emisor (Subasta Holandesa o Demanda en Firme), para lo cual deberá recibir las demandas presentadas por los afiliados al MEC, aceptarlas o rechazarlas, y/o adjudicarlas, así como atender consultas referentes al proceso de colocación, todo conforme a los términos y condiciones previstas en el Instructivo, y las que se definan en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Para el efecto, todo el proceso estará a cargo de un representante legal de la Bolsa de Valores.

- Realizar el proceso de cumplimiento de las operaciones producto de la adjudicación, para lo cual deberá instruir a Deceval de conformidad a lo establecido en el Instructivo.

Las demandas se entenderán en firme por el solo hecho de haberlas presentado, entendido esto, como el acto de haberlas presentado y que hayan sido recibidas por la Bolsa de Valores, por el Agente Líder de Colocación o por el(los) Agente(s) Colocador(es) o afiliados al MEC. En todo caso, por el hecho de presentar una demanda, se entenderá que tanto el afiliado al MEC como el inversionista aceptan las condiciones previstas en el Reglamento, en este Prospecto de Información, en el Aviso de Oferta Pública y en el Instructivo.

La adjudicación de los Bonos a los destinatarios de la Oferta Pública se efectuará por cualquiera de las siguientes modalidades, según se especifique en el Aviso de Oferta Pública correspondiente:

- Modalidad de Subasta Holandesa.
- Modalidad de Demanda en Firme.

Los destinatarios de la Oferta Pública (inversionistas), podrán ser o no afiliados al MEC.

- Si son afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través del Agente Líder Colocador o los Agentes Colocadores o directamente a la Bolsa de Valores a través del sistema electrónico de adjudicación de conformidad con lo previsto en el Instructivo correspondiente, en el horario y en la dirección electrónica allí señalada y teniendo en cuenta lo definido en el Aviso de Oferta Pública correspondiente y en la forma y términos establecidos en el Instructivo emitido por la Bolsa de Valores. Dichos afiliados al MEC podrán actuar por cuenta propia o por cuenta de terceros, según lo permita su régimen legal.

- Si no son afiliados al MEC, los destinatarios de la Oferta Pública podrán presentar sus solicitudes de demanda a través del Agente Líder Colocador o de los Agentes Colocadores, que a su vez son afiliados al MEC, en el horario y a través de los medios de comunicación señalados en el Aviso de Oferta Publica correspondiente, para que dicha entidad a su vez presente por ellos tales demandas ante la Bolsa de Valores. Así mismo, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través de los demás afiliados al MEC que puedan actuar por cuenta de terceros.

5.2.6.1 Mecanismo de Subasta Holandesa

Se realizará una Subasta Holandesa para la determinación de las tasas de corte para la colocación de los Bonos. La Bolsa de Valores será la entidad encargada de realizar dicha Subasta Holandesa, y como tal deberá recibir las demandas, aceptarlas o rechazarlas y adjudicarlas, todo conforme a los términos y condiciones definidos por el Emisor y en el Instructivo.

La Subasta Holandesa se realizará en las siguientes condiciones:

- En el Aviso de Oferta Pública, se anunciará el monto total ofrecido, las Series y sub-series ofrecidas, los agente(s) colocador(es), mecanismos para presentación de demandas y los horarios de apertura y cierre del respectivo ofrecimiento.

- Los destinatarios de la Oferta Publica presentarán sus demandas de compra el día hábil siguiente a la publicación del Aviso de Oferta Pública, indicando la(s) sub-serie(s) y el monto demandado para cada sub-serie, además del Margen o tasa demandada, así como cualquier otra información que contenga el formulario de recepción de aceptaciones

dispuesto por la Bolsa de Valores para los efectos, y de acuerdo a las reglas contenidas en el Instructivo.

- Los afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través de los Agentes Colocadores o directamente a la Bolsa de Valores a través del sistema electrónico de adjudicación, de conformidad con lo previsto en el Aviso de Oferta Pública y el Instructivo que se publiquen para la correspondiente Oferta Publica. Los afiliados al MEC podrán actuar por cuenta propia o por cuenta de terceros, según lo permita su régimen legal.

- Los no afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través de los Agentes Colocadores, o a través de los demás afiliados al MEC que puedan actuar por cuenta de terceros para que dichas entidades a su vez presenten por ellos tales demandas ante la Bolsa de Valores.

- Los inversionistas podrán entregar directamente sus demandas en la ubicación y en los medios establecidos por los Agentes Colocadores indicados por el Emisor en el Aviso de Oferta Pública. En estas demandas deberá constar la fecha y hora de presentación de la misma. Para efectos de la adjudicación de los Bonos a través de los sistemas de la Bolsa de Valores, únicamente se tendrá en cuenta la hora en que la Bolsa de Valores reciba la orden en su sistema.

- Los Agentes Colocadores podrán recibir demandas vía telefónica, fax o correo electrónico. Para éste evento el Agente Colocador deberá diligenciar un formato en el cual se registre: Afiliado al MEC, razón social y código, consecutivo asignado por el Afiliado al MEC, nombre y correo para recibir resultados de la adjudicación, nombre y teléfono del representante legal del afiliado, nombre, tipo y número de documento, monto, tasa y firma del representante legal. Para todos los efectos dichas demandas tendrán la misma validez que las demandas presentadas por escrito.

- Para efecto de la presentación de las demandas vía fax a los Agentes Colocadores, y en el evento en que una demanda que sea recibida por fax resulte ilegible, se notificará al remitente a fin de que proceda a su retransmisión o en su defecto al envío del original.

- Aquellas demandas recibidas por los Agentes Colocadores y cuyo contenido no contemple las serie(s) o sub-series y tasa ofrecida, serán consideradas como no aprobadas.

- Una vez termine el horario para la recepción, la Bolsa de Valores se encargará de realizar la adjudicación de la Subasta Holandesa de acuerdo con los términos y condiciones previstos en el Instructivo y en todo caso atendiendo los siguientes criterios:

  i. Para las sub-series ofrecidas se ordenarán todas las demandas aprobadas utilizando el criterio de la tasa de rentabilidad demandada de menor a mayor.

Una vez realizada la clasificación, el Emisor definirá el monto a adjudicar para cada una de las Series ofrecidas, en caso de que el monto total demandado sea superior al monto ofrecido. En caso tal que el monto total demandado sea inferior al monto ofrecido se adjudicará automáticamente a la mayor tasa de rentabilidad demandada. La Tasa de Corte en ningún caso podrá ser superior a la Tasa Máxima de Rentabilidad.

ii. La Bolsa de Valores adjudicará la Subasta Holandesa a la Tasa de Corte correspondiente a cada serie o sub-serie, de conformidad con los montos establecidos por el Emisor, en el evento en que el monto demandado sea mayor al monto ofrecido.

iii. Las demandas que contengan una tasa igual o inferior a la Tasa de Corte resultado de la Subasta Holandesa para cada una de las Series y sub-series ofrecidas, serán adjudicadas en su totalidad a la Tasa de Corte resultante de la Subasta Holandesa. En caso que la sumatoria de montos demandados, cuyos márgenes estén por debajo o igual a la Tasa de Corte, sea mayor al monto total ofrecido, habrá lugar a prorrateo para las demandas cuyos márgenes sean iguales a la Tasa de Corte y los montos confirmados para cada demanda serán aprobados a la Tasa de Corte. El proceso de prorrateo estará definido en el Instructivo. En ningún caso, para una misma sub-serie, habrá dos tasas de corte diferentes.

iv. Aquellas demandas cuyos márgenes se encuentren por encima de la Tasa de Corte de la respectiva serie se entenderán como rechazadas.

v. Si el monto ofrecido no ha sido totalmente adjudicado al cierre de la Subasta Holandesa, y si el Emisor así lo decidiere, los Agentes Colocadores podrán continuar recibiendo demandas para que las mismas sean adjudicadas directamente por el Emisor de acuerdo con el orden de llegada a la Tasa de Corte resultante de la Subasta Holandesa determinada para cada sub-serie, hasta que el monto ofrecido en el Aviso de Oferta Pública se adjudique en su totalidad hasta el vencimiento de la Vigencia de la Oferta. En caso que queden saldos en una o varias de las Series ofertadas, se ofrecerán en un nuevo Aviso de Oferta Pública, bajo las mismas condiciones, siempre y cuando haya expirado la Vigencia de la Oferta Publica de los Bonos previamente ofrecidos y se ofrezca dentro del mismo Lote. El revisor fiscal del Agente Líder Colocador se encontrará presente en sus instalaciones durante la recepción de las demandas y durante el proceso de adjudicación a efectos de certificar el cumplimiento de los requisitos del mismo.

vi. Para efectos de la Subasta Holandesa y la adjudicación de los Bonos, se tendrá en cuenta el Precio de Suscripción ya sea a la par o tenga una prima o descuento.

vii. La Subasta Holandesa convocada será declarada desierta en el evento en que no lleguen aceptaciones a la Oferta Publica. Para este efecto, la Bolsa de Valores informará al Emisor sobre las demandas recibidas.

5.2.6.2 Mecanismo de Demanda en Firme

La Tasa Cupón para la colocación utilizando el mecanismo de Demanda en Firme será la publicada en el respectivo Aviso de Oferta Pública. La Tasa Cupón definida para cada sub-serie ofrecida será inmodificable durante todo el plazo de los Bonos; por consiguiente en caso de que el Emisor realice nuevos ofrecimientos de una misma sub-serie, éstos se harán por tasa de rendimiento, en este caso respetando la Tasa Cupón previamente definida. Lo anterior debe seguir los procedimientos expresados en el Instructivo.

La adjudicación con base en Demanda en Firme, se hará en las siguientes condiciones:

- Las demandas deberán ser presentadas en el horario previsto en el Aviso de Oferta Pública de la Emisión, a través del número de fax o dirección indicadas en el Aviso de Oferta Pública. Estos a su vez remitirán las demandas a la Bolsa de Valores.

- Los afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través de los Agentes Colocadores o directamente a la Bolsa de Valores a través del sistema electrónico de adjudicación, de conformidad con lo previsto en el Aviso de Oferta Pública y el Instructivo que se publiquen para la correspondiente Oferta Publica. Los afiliados al MEC podrán actuar por cuenta propia o por cuenta de terceros, según lo permita su régimen legal.

- Los no afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda a través de los Agentes Colocadores, o a través de los demás afiliados al MEC que puedan actuar por cuenta de terceros, para que dichas entidades a su vez presenten por ellos tales demandas ante la Bolsa de Valores.

- Los Bonos se adjudicarán conforme a criterios de favorabilidad para el Emisor establecidos en el Aviso de Oferta Pública.

- En caso de que la demanda de los Bonos supere la Oferta Publica habrá lugar a prorrateo. El proceso de adjudicación estará establecido en el Instructivo.

- En caso de que no se presenten demandas, o si en caso de presentarse, las mismas son descartadas, la adjudicación se declarará desierta.

5.2.7 Cumplimiento de parámetros de colocación

Una vez efectuada la colocación de los Bonos a través de los Agentes Colocadores, el Emisor publicará a través de información relevante la certificación suscrita por el revisor fiscal del Agente Líder Colocador, en la cual conste el cumplimiento de los parámetros establecidos para la colocación.

5.2.8 Mercado secundario

Los Bonos tendrán mercado secundario directamente entre los Tenedores de Bonos y a través de la Bolsa de Valores.

La valoración de los Bonos será realizada por el inversionista Tenedor de Bonos según el régimen aplicable por la entidad que ejerza vigilancia y/o control.

6 SEGUNDA PARTE – INFORMACIÓN DEL EMISOR

6.1 CAPITULO I - INFORMACIÓN DE EEB

6.1.1 Información General del Emisor

6.1.1.1 Denominación social

Mediante escritura pública No. 0610 de la Notaria 28 de Bogotá D.C. del 3 de junio de 1996, bajo el número 544611 del libro IX, la EEB, se transformó de Empresa Industrial y Comercial del Estado, del orden distrital a Empresa de Servicios Públicos, como sociedad por acciones, bajo la denominación: "Empresa de Energía de Bogotá S.A. Empresa de Servicios Públicos", pudiendo utilizar para todos los efectos, en todas sus actuaciones jurídicas y transacciones comerciales, la sigla EEB S.A. (E.S.P.).

Posteriormente, por la escritura pública No. 1339, otorgada por la Notaria 36 de Bogotá D.C. del 10 de mayo de 2006, inscrita el 11 de mayo del 2006 bajo el número 1054596 del libro IX, la sociedad cambió su nombre a Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

6.1.1.2 Naturaleza jurídica

La Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme a las disposiciones de la ley 142 de 1994.

La sociedad tiene autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil de carácter sui generis, dada su función de prestación de servicios públicos domiciliarios.

Por la composición y el origen de su capital la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es una sociedad constituida con aportes estatales y de capital privado, de carácter u orden distrital, en la cual los entes del estado poseerán en ella por lo menos el cincuenta y uno por ciento (51%) de su capital social, de conformidad con el acuerdo 001 de 1996 del Concejo de Bogotá, Distrito Capital, que autorizó su organización como sociedad por acciones en desarrollo de las disposiciones del Artículo 17 de la Ley 142 de 1994 y del Artículo 104 del Decreto Ley 1421 de 1993.

6.1.1.3 Duración y causales de disolución

El término de duración del Emisor es indefinido. Sin embargo, la sociedad podrá disolverse extraordinariamente, de acuerdo con las normas aplicables y con lo previsto en el artículo 81 del Capítulo XI de los Estatutos Sociales tal como los mismos fueron reformados por Escritura Pública No 3940 del 7 de diciembre de 2011.

El Emisor podrá disolverse:

- Por imposibilidad de desarrollar el objeto social, terminación del mismo o extinción de la cosa esencial que determine la explotación de su objeto.

- Por reducción del mínimo de accionistas demandado por la ley.

- Por decisión de autoridad competente con fundamento en las causales taxativamente estipuladas en la ley.

- Por reducción del patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito, por pérdidas en el ejercicio.

- Por concentración de la totalidad de las acciones en manos de un solo accionista.

- Por decisión de la Asamblea de Accionistas del Emisor, tomada por el voto favorable del setenta por ciento (70%) de las acciones presentes en la reunión.

6.1.1.4 Última reforma estatutaria

La última reforma estatutaria se protocolizó el 30 de septiembre de 2016, Escritura N° 4063, Notaria 11.

6.1.1.5 Consulta de estatutos

Los Estatutos Sociales de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. pueden ser consultados en el domicilio y oficina principal del Emisor, o en la página web www.grupoenergiadebogota.com.co.

6.1.1.6 Entidades que ejercen inspección y vigilancia sobre el Emisor

Por ser el Emisor una empresa de servicios públicos, se encuentra sometido a la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en los términos de la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994.

Así mismo, por tener la calidad de emisor de valores, EEB se encuentra sometido a un control concurrente definido en los términos del Decreto 2555 de 2010 por parte de la Superintendencia Financiera en lo relacionado con el cumplimiento sobre las normas del mercado de valores.

Una breve explicación del marco regulatorio del sector energético puede consultarse en la sección 6.3.2.1 del presente Prospecto de Información.

6.1.1.7 Domicilio

El Emisor, tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá, Distrito Capital.

Carrera 9 No. 73 – 44 Piso 6.
Bogotá D.C. Colombia.

Teléfono: +57 (1) 3268000
Fax: +57 (1) 3268010
Página web: www.grupoenergiadebogota.com
Nit: 899999082-3

6.1.1.8 Objeto social

El Emisor, tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluyendo el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, puede participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas..

En desarrollo de su objeto social puede ejecutar todas las actividades conexas, complementarias en especial las siguientes:

- Proyectar, construir, operar y explotar centrales generadores de energía que utilicen cualquier recurso energético.

- Proyectar, construir, operar y explotar sistemas de transmisión y distribución de energía.

- Generar, adquirir para enajenar, intermediar y comercializar energía, dentro y fuera del territorio nacional.

- Prestar el servicio público domiciliario de energía en el Distrito Capital, en los municipios con los cuales suscriba convenios especiales y en cualquier otro lugar diferente al domicilio social.

- Celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos relacionados con el desarrollo de su objeto social y, en especial, asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas con el objeto social, así las conexas y complementarias.

- Participar como asociado, socio o accionista en las empresas relacionadas con el objeto social, en las que realicen actividades tendientes a prestar un servicio o proveer bienes indispensables para el cumplimiento de su objeto, o en cualesquier ente jurídico que desarrolle actividades útiles para la ejecución del objeto social de la empresa.

- Desarrollar y ejecutar todos los negocios jurídicos que conforme a la ley colombiana puedan desarrollar las empresas de servicios públicos.

- Impulsar actividades de naturaleza científica y tecnológica relacionadas con su objeto, así como realizar su aprovechamiento y aplicación técnica y económica.

- Realizar todas las acciones tendientes a dar cumplimiento al objeto social, ejercer sus derechos y cumplir las obligaciones de la empresa.

- Adelantar todos los negocios jurídicos indispensables para la adecuada explotación de la infraestructura que conforma la empresa, constituyendo los entes jurídicos que se requieran para el efecto, asociándose con otras empresas de servicios públicos de cualquier orden, o con los particulares bajo cualquier forma asociativa autorizada por la ley.

- Prestar los servicios de asesoría y consultoría en temas relacionados con su objeto social principal.

La sociedad a través de sus órganos sociales, con sujeción a la legislación mercantil, civil, laboral, a los estatutos y las demás normas internacionales aplicables, podrá realizar toda clase de actos y negocios jurídicos, disponer de los bienes que conforman su patrimonio, adquirir toda clase de bienes y obligaciones a cualquier título.

6.1.1.9 Reseña histórica de EEB.

6.1.1.9.1 18961927

El servicio de energía domiciliaria se estableció en la ciudad de Bogotá en el año de 1900 con la compañía Samper Bush & Cía., considerada como la primera empresa de energía eléctrica en la ciudad, funcionaba con una planta hidroeléctrica desde el río Bogotá.

Después de la Guerra de los Mil Días y la pérdida de Panamá, dicha empresa fue reestructurada, dando lugar al nacimiento de la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá en 1904.

Posteriormente, con las difíciles condiciones económicas y políticas derivadas de la Primera Guerra Mundial y de la crisis administrativa de la empresa, se dio origen a una nueva empresa que compitiera con la ya existente denominada Compañía Nacional de Electricidad.

6.1.1.9.2 La Gestación de las "Empresas Unidas de Energía Eléctrica"

Algunas políticas públicas desfavorables para la Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá, sumado a la crisis económica mundial, el surgimiento de sindicatos adscritos a la compañía y un mercado insuficiente para las dos empresas, condujeron a la fusión de las dos electrificadoras el 4 de noviembre de 1926.

De esta unión surgen las "Empresas Unidas de Energía Eléctrica" en 1927; entidad que a pesar atravesar por la crisis económica de los años 30, logró expandirse en la ciudad y en sus alrededores.

6.1.1.9.3 Nuevo Esquema de Administración

Hacia el año de 1943 se propuso por primera vez la municipalización de la energía de Bogotá. La creciente expansión de la ciudad requería que se tomaran medidas para atender la financiación de sus ensanches, por lo que mediante el Acuerdo 18 de 1959 se dio origen a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, cuyo objeto sería la prestación del servicio público de energía eléctrica.

6.1.1.9.4 Los Grandes Proyectos

Durante la transición de las Empresas Unidas de Energía a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, además de los proyectos de hidroeléctricas se construyeron centrales termoeléctricas en las zonas de El Charquito, El Salto y Zipaquirá, lo cual era una alternativa económica y segura para no depender exclusivamente de las hidroeléctricas. Pero el vertiginoso crecimiento de Bogotá entre los años 50 y 70 condujo a proyectos de mayor envergadura.

El primer gran Embalse fue el de Guatavita, proyectado en los años sesenta, en un área de 3,500 hectáreas, requerido para suministrar 22 metros cúbicos de agua por segundo, la necesaria para generar la electricidad que demandaba Bogotá.

El megaproyecto Guavio, el más importante realizado en el país, tiene una capacidad de 1,750 MW y constituyó uno de los mayores desafíos para la ingeniería colombiana.

6.1.1.9.5 10 Años de Capitalización

En 1996 el Emisor se transformó en una sociedad por acciones asimilada da una sociedad anónima, organizada como una empresa de servicios públicos.

En octubre 23 de 1997, como resultado del proceso de capitalización y transformación de la empresa, se constituyeron dos empresas: una de generación, EMGESA, y de una de distribución, CODENSA, en las cuales EEB tiene una participación accionaria del 51% y el grupo Endesa el 49%.

El Emisor en los últimos años ha generado la transferencia de importantes recursos para los planes de inversiones de la ciudad de Bogotá y ha experimentado un intenso proceso de crecimiento que la ha llevado a participar en importantes inversiones en el país y el exterior, tales como: REP de Energía del Perú, Transmantaro, CÁLIDDA, TRECSA, GEEBRAS, TGI, entre otras. Además, ha recibido varias certificaciones ISO de calidad y se ha comprometido en un destacado proceso de responsabilidad social empresarial.

6.1.1.9.6 Nueva Estrategia de la Compañía

En 2016, EEB ha rediseñado su estrategia corporativa con el objetivo de consolidarse como uno de los grupos líderes de la cadena energética en la región y uno de los pocos que combina energía eléctrica y gas natural de forma articulada. En tal sentido, a nivel competitivo, EEB se enfocará alrededor de tres Grupos Estratégicos de Negocio ("GEN"): Soluciones Energéticas Urbanas, Interconexión para el Desarrollo de Mercados y Generación de Baja Emisión.

Soluciones Energéticas Urbanas (SEU) tiene como foco desarrollar la infraestructura energética para atender la demanda de las grandes ciudades (hoy, Bogotá y Lima). Esto lo logra entendiendo de forma superior los mercados y sus consumidores y contribuyendo en la construcción de una agenda de desarrollo energético (usos, aplicaciones, servicios y tecnologías) con impacto positivo en la cadena energética y los usuarios.

Interconexión para el Desarrollo de Mercados (IDM) tiene como foco interconectar las fuentes energéticas con los centros de consumo y los grandes usuarios. IDM tiene el mandato de consolidar una multilatina de transmisión de energía eléctrica a partir de los activos de transmisión y la organización actual en Colombia y contribuir en el proceso de consolidación de la transportadora de gas más importante en Colombia y con creciente presencia en Perú.

Finalmente, **Generación de Baja Emisión (GBE)** se encuentra hoy enfocada en Colombia y tiene como objetivo, además de soportar la consolidación de la posición actual de Emgesa, la de buscar nuevas oportunidades en energías renovables en países donde se esté dando la transición de la matriz energética a esta fuente sostenible y de baja emisión en los alcances geográficos priorizados.

La siguiente gráfica muestra los principales eventos en la historia del Grupo Energía de Bogotá desde su fundación en 1886 hasta la fecha:

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

1896 Fundación

- Compañía privada y verticalmente integrada que atiende el mercado de Bogotá

1956 Nuevo Controlante

- Distrito de Bogotá adquiere el 100% de la compañía

1997 TRANSFORMACIÓN

- Capitalización por parte de Endesa: separación de los negocios de generación (Emgesa) y distribución (Codensa)
- Modelo público-privado

2002 INTERNACIONALIZACIÓN

- EEB adquiere el 40% de las acciones de REP (2002) y CTM (2006)

2006 DIVERSIFICACIÓN

- EEB adquiere Transcogas (2005) y Ecogas (2007). Las dos compañías hoy en día están fusionadas.
- Para adquirir Ecogas, EEB y TGI emiten bonos en los mercados internacionales por USD 1,360 Mm (2007)

2009 – 2011 CRECIMIENTO

- Se constituye Contugas en Perú (2008)
- EEB, a través de DECSA, adquiere EEC (2009)
- Se constituye TRECSA en Guatemala (2009)
- Capitalización de Citi Venture Capital International, CVCI, en TGI por USD 400 millones (2010) para expansión
- Se adquiere el control del Cálidda en Perú y una participación minoritaria en Promigas en Colombia (2011).

2012 – 2015 EXPANSIÓN

- Se constituye EEBIS Guatemala (2011) y EEBIS Perú (2013)
- EEB continua la expansión en Transmisión (Colombia) - Proyectos UPME: 2012: Armenia/Alferéz/ Tesalia; 2013: Proyecto Chivor II, Norte y SVC Tunal; 2014: Segunda Línea de Transmisión Bolívar - Cartagena 220 kW y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kW, , Subestación Rio Cordoba 220 kW. 2015: Refuerzo de infraestructura en suroccidente de Colombia, Magdalena , Subestación La Loma 500kV y la conexión de Ecopetrol al STN.
- EEB adquiere el 31.92% de TGI (2014), a The Rohatyn Group, (antes CVCI) por USD 880 Mm.
- CONTUGAS, inauguró la línea de gas Ica Regional (2014), Perú del sur contribuyendo a la masificación de gas natural en Perú. La inversión de EEB alcanzó los USD 345 millones
- En febrero 2015, a EEB le fue adjudicado un proyecto de transmisión de energía para el refuerzo de la infraestructura energética de Colombia, en el suroccidente del país.
- Suscripción de contrato de compraventa de activos de transmisión de electricidad en Brasil por alrededor de USD 158 Mm.

2016 - NUEVA ESTRATEGIA

- EEB implementa una nueva estrategia corporativa con el objetivo de consolidarse como uno de los grupos líderes de la cadena energética en la región y uno de los pocos que combina energía eléctrica y gas natural de forma articulada.

6.1.1.10 Composición accionaria

Al 30 de septiembre de 2016, la composición accionaria del Emisor es la siguiente:

Accionista	Al 30 de Sept 2016	%
Bogotá D.C.	7,003,161,430	76.28%
Ecopetrol	86,585,888	0.94%
Corficolombiana	327,150,500	3.56%
AFPs	1,519,608,134	16.56%
Porvenir	690,327,913	7.52%
Colfondos	200,934,101	2.19%
Protección	555,334,721	6.05%
Old Mutual	73,011,399	0.80%
Retail Investors	244,671,065	2.66%
Total	9,181,177,017	100.00%

El Emisor es una compañía de capital mixto cuyo accionista mayoritario es el Distrito de Bogotá. Las acciones de la compañía están inscritas en el mercado público de valores de Colombia y se negocian en la Bolsa de Valores.

6.1.1.11 Política de Buen Gobierno del Emisor

El Gobierno Corporativo de la compañía se ciñe a las disposiciones del "Código País", que a su vez sigue los principios definidos por la OECD que por sus siglas en inglés se refiere a Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.

El Código de Gobierno Corporativo del Emisor se encuentra disponible en la página web www.grupoenergiadebogota.com

6.1.2 Información del Grupo de Energía de Bogotá

El Emisor participa, directamente o a través de su portafolio de inversiones, en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como en negocios de transporte y distribución de gas natural, tal como se muestra a continuación:

ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

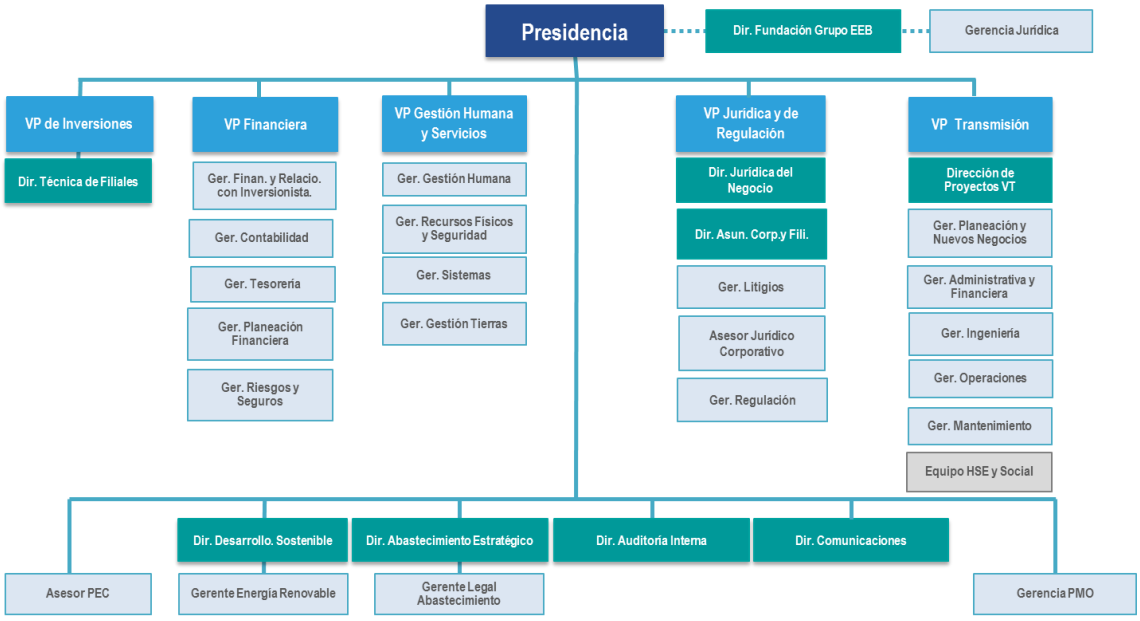
6.2 CAPITULO II – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE EEB

6.2.1 Descripción de la estructura orgánica

A partir de la adquisición de TGI, el Emisor adoptó una nueva estructura organizacional con el fin de atender los nuevos retos de gestión y administración de los negocios de las empresas sobre las que ejerce control.

De ésta manera, la estructura de EEB aprobada por la Junta Directiva, corresponde a un modelo organizacional en donde el Centro Corporativo cuenta con una estructura para administrar sus inversiones con y sin control, generar valor a sus unidades de negocio y prestar servicios compartidos.

Las inversiones en las que EEB tiene control así como su negocio operativo directo, están organizadas en Unidades de Negocio. El Centro Corporativo dirige y controla a la Unidad de Transmisión de Energía Eléctrica (negocio directo) y a la Unidad de Transporte de Gas (integrada por la empresa TGI).



ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

6.2.2 Junta Directiva

6.2.2.1 Miembros de la Junta

La Junta Directiva del Emisor está compuesta por nueve (9) miembros principales con sus respectivos suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral, de los cuales el 25% deben ser independientes en los términos de ley.

La designación de miembros de la Junta Directiva se hace para periodos de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos y sin perjuicio de la facultad de remoción libre en cualquier tiempo por la Asamblea General de Accionistas.

La Junta Directiva, de acuerdo con el artículo 19, numeral 16 de la Ley 142 de 1994, se integra expresando de manera proporcional la propiedad accionaria.

Las funciones de la Junta Directiva del Emisor son:

- Darse su reglamento.

- Nombrar y remover libremente al Presidente de la sociedad y a sus suplentes así como fijarle su remuneración.

- Convocar a la Asamblea General cuando lo crea conveniente o cuando lo solicite un número de accionistas que represente la cuarta parte de las acciones suscritas.

- Fijar las políticas de administración y dirección de los negocios sociales de la EEB, tales como aprobación de inversiones, desinversiones u operaciones de todo tipo que puedan calificarse como estratégicas o que se encuentren dentro de la cuantía estipulada en el artículo 71 de estos Estatutos o que afecten pasivos o activos estratégicos de la sociedad, así como las políticas de administración y dirección de los negocios sociales como matriz de su grupo empresarial.

- Presentar a la Asamblea General de Accionistas, junto con el balance y las cuentas de cada ejercicio, un informe razonado sobre la situación económica y financiera de la sociedad con el contenido señalado en la ley, en estos Estatutos y en el Código de Gobierno Corporativo y el proyecto de distribución de utilidades.

- Aprobar el reglamento de emisión, suscripción y colocación de acciones y adoptarlo.

- Inspeccionar los libros de la sociedad, cuentas, contratos y documentos en general.

- Ordenar los aumentos del capital social, en el evento previsto en el artículo 19 de la Ley 142 de 1994.

- Aprobar el manual de contratación de la EEB.

- Velar por el cumplimiento de la ley, los Estatutos, el Código de Gobierno Corporativo, las órdenes de la Asamblea de Accionistas y los compromisos adquiridos por la sociedad en desarrollo de su objeto social.

- Aprobar y realizar seguimiento al plan estratégico de la sociedad, plan de negocios, objetivos de gestión y las directrices para su ejecución.

- Aprobar el presupuesto anual de la sociedad, sus programas de inversión, mantenimiento y gastos, así como las proyecciones financieras de la sociedad y en general aprobar los lineamientos y políticas financieras y de inversión de la sociedad.

- Decidir sobre sus excusas, vacaciones y licencias del Presidente, así como las del revisor fiscal.

- Recibir, evaluar, aprobar o improbar los informes que le presente el Presidente de la sociedad sobre el desarrollo de su gestión.

- Vigilar la correcta prestación del servicio público que constituye el objeto social.

- Ordenar las acciones correspondientes contra los administradores, funcionarios directivos y demás personal de la sociedad por omisiones o actos perjudiciales para la empresa.

- Velar por el estricto cumplimiento de los estatutos y la ley.

- Autorizar al presidente para delegar algunas de sus funciones conforme a los estatutos de la sociedad.

- Aprobar el avalúo de los aportes en especie que reciba la empresa de conformidad con el artículo 19.7 de la ley 142 de 1994.

- Aprobar las políticas de personal, la planta de personal y los parámetros de remuneración a propuesta del Presidente.

- Ejercer las funciones que le delegue la Asamblea General de Accionistas.

- Aprobar el modelo de gobierno de la EEB, la política de Gobierno Corporativo de la sociedad y las medidas específicas respecto del gobierno de la sociedad, u conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emita, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión y presentar a la Asamblea General de Accionistas, con el Presidente, un informe, relacionado con los asuntos anteriores.

- Velar por el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por los organismos de regulación del mercado de valores.

- Asegurar el respeto a los derechos de todos sus accionistas y demás inversionistas en valores, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de regulación del mercado de valores.

- Aprobar, modificar y desarrollar el Código de Gobierno Corporativo presentado por el Presidente, en el cual se compilen todas las normas y sistemas exigidos en disposiciones vigentes y velar por su efectivo cumplimiento.

- Conocer de las reclamaciones formuladas por los accionistas e inversionistas relacionadas con la aplicación del Código de Buen Gobierno.

- Cualquier otra función que no esté atribuida por la naturaleza del cargo, a otro administrador de la sociedad.

- Presentar ante la Asamblea General de Accionistas, para su aprobación, el informe en el cual se expliquen los términos en los que se realizarán las transacciones u operaciones que puedan resultar en dilución de participación accionaria de los accionistas. Este informe deberá ser preparado por un asesor externo idóneo.

- Aprobar el acuerdo de grupo empresarial que deberá celebrarse entre la EEB., y sus sociedades subordinadas, así como cualquier modificación del mismo.

- Tomar sus decisiones con base en una política de grupo, teniendo en cuenta los intereses de la sociedad y de sus subordinadas.

- Crear los comités que estime necesarios para el adecuado cumplimiento de la ley y de sus funciones y delegarles aquellas funciones que considere necesarias, como la aprobación de sus reglamentos internos.

- Proponer a la Asamblea General de Accionistas la política de remuneración de la junta directiva.

- Proponer a la Asamblea General de Accionistas la contratación del revisor fiscal, previo el análisis de su experiencia, recursos humanos, técnicos necesarios así como de la propuesta económica para desarrollar su labor.

- Conocer y aprobar las operaciones que la sociedad realiza con accionistas controlantes o con personas a ellos vinculadas, así como a empresas del conglomerado al que pertenece. (según la definición de partes vinculadas que se adopte en el Código de Gobierno Corporativo).

- Autorizar al Presidente para celebrar contratos, actos y negocios jurídicos cuya cuantía supere la suma equivalente en moneda nacional a setenta mil (70.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

- Evaluar anualmente la eficacia de su trabajo como órgano colegiado, la de sus comités y la de los miembros individualmente considerados.

- La aprobación y seguimiento de los sistemas de control interno adecuados.

La Junta Directiva está conformada por:

PRINCIPALES	SUPLENTES
BEATRIZ E. ARBELÁEZ MARTÍNEZ	JOSÉ ALEJANDRO. HERRERA LOZANO
ALBERTO GUTIÉRREZ BERNAL	PEDRO ORLANDO MOLANO PÉREZ
GISELE MANRIQUE VACA	DARIO MONTENEGRO TRUJILLO
JAIME EDUARDO RUIZ LLANO	RAÚL JOSÉ BUITRAGO ARIAS
MARGARITA MARÍA REHBEIN DÁVILA	BEATRÍZ ELENA CÁRDENAS CASAS
CARLOS ALBERTO SANDOVAL REYES	MARÍA CAROLINA CASTILLO AGUILAR
**ANTONIO JOSÉ NÚÑEZ TRUJILLO	**DIEGO QUINTERO MÚNERA
**GUSTAVO ANTÓNIO RAMÍREZ GALINDO	**ALEJANDRO SANCHEZ VACA
**RAFAEL HERZ STENBERG	**JOSE ALEJANDRO SAMPER CARREÑO

**Miembros independientes

Los actuales miembros de la Junta Directiva del Emisor fueron elegidos por la Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria de fecha 31 de marzo de 2016, para un periodo de dos años contados a partir de la fecha de elección.

Los miembros independientes de la Junta Directiva del Emisor cumplen con lo previsto en los Estatutos Sociales y en la Ley 964 de 2005.

Las hojas de vida de los miembros de la Junta Directiva del Emisor se encuentran a continuación:

Principales

- **Beatriz Elena Arbeláez Martínez:** Economista con estudios superiores de Administración y Planificación del Desarrollo Regional, estudios avanzados de Maestría en finanzas y en política económica de la Universidad de Strathclyde y de Columbia respectivamente. La señora Arbeláez ha ocupado cargos de alto nivel en el Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Fogafin, Bancafé entre otros.

• **Alberto Gutierrez Bernal:** Ingeniero Civil de la Universidad de los Andes con estudios de Magister de Administración de Empresas de la misma Universidad. Su experiencia profesional centra en el sector financiero, en sus primeros años ocupó cargos de alto nivel en el Banco Colmena y actualmente es presidente de Titularizadora Colombiana. El Sr. Gutierrez es miembro de varias juntas directivas entre ellas Junta Directiva Financiera de Desarrollo Nacional y Asociación Bancaria de Colombia.

• **Gisele Manrique Vaca.** Abogada con magister en derecho y estudios en Gestión Pública de Instituciones Administrativas. La señora Manrique ha ocupado varios cargos públicos dentro de los que se destacan posiciones en la Alcaldía Mayor de Bogotá, La comisión Nacional de Televisión, Secretaria Distrital de Planeación, Procuraduría General de La Nación entre otros.

• **Jaime Ruiz Llano:** Ingeniero Civil y Magister de la Universidad de Kansas y luego estudios de postgrado de la Universidad de los Andes y Magister en Estudios de Desarrollo del Instituto de Estudios Sociales de la Haya. En su carrera pública ha ocupado diversos cargos como Director del Instituto de Desarrollo Urbano, Senador de la Republica, Director del Departamento de Planeación Nacional. Fue miembro de la junta directiva del Banco Mundial y Ministro Plenipotenciario de Colombia ante el gobierno de los Estados Unidos. En la actualidad dirige Colviviendas S.A. y pertenece a juntas directivas de varios sectores económicos.

• **Margarita Rehbein Dávila.** Ingeniera biomédica de la Universidad de Duke, y Maestría en ingeniería industrial de Columbia University. La señora Rehbein ha ocupado diversas posiciones financieras de alto nivel en Banco de Bogotá, Invercredito, Incomex, Corporación Financiera del Norte, Avianca, Banco Latino y Bancolombia. En la actualidad se desempeña como Vicepresidente Financiero de Sanford Management Sucursal Colombia.

• **Carlos Alberto Sandoval.** Economista y administrador con estudios de políticas públicas y fiscales de las Universidades de Londres y Bath respectivamente. El señor Sandoval ha ocupado diversas posiciones, dentro de las que se destacan Secretario de Hacienda de Bogotá, Vicepresidente Financiero de Ecopetrol, Vicepresidencia de Asuntos Económicos Asobancaria, Presidente del Autorregulado del Mercado de Valores de Colombia. En la actualidad es Vicepresidente de Estructuración y Gerencia de Proyectos de la Financiera de Desarrollo Nacional y consultor de diversos trabajos de asesoría y consultoría en temas financieros.

• **Antonio José Nuñez Trujillo:** Abogado y consultor de primer nivel con más de 20 años de experiencia en temas jurídicos (derecho administrativo, financiero, societario, propiedad intelectual), consultoría estratégica (en sector financiero y empresas del sector real) y área de cumplimiento. Con estudios de base en derecho y maestría en Leyes del Harvard Law School, El Sr. Nuñez ha ocupado altas posiciones en Ministerios Públicos,

Cámaras de Comercio y Citibank-Colombia. Es actualmente socio activo de la firma Nuñez Rincón y Abogados.

- **Gustavo Ramírez Galindo**: Actual Vicepresidente de Inversiones de Corficolombiana. Es Ingeniero Electrónico de la Universidad de Los Andes con Magíster en Economía de la Universidad de Los Andes. Fue Director de Banca de Inversión y Vicepresidente Ejecutivo de Banca de Inversión de la Corporación Financiera del Valle S.A. y también desempeñó este último cargo en Corficolombiana S.A.

- **Rafael Herz Stenberg:** Magister en Economía de la Universidad Libre de Berlín – Alemania, Candidato a Ph.D en Economía en Desarrollo del Instituto de desarrollo Alemán. El señor Rafael Herz ha ocupado varios cargos a nivel nacional como asesor y gerente de vicepresidencias de los cuales se destacan la Asociación Colombiana de Petróleo, Sostenibilidad y Asuntos Corporativos AngloGold Ashanti; e internacional, Vicepresidente Ejecutivo y Jefe de departamento Latinoamericano de Sithe Global Power. Inc, Vicepresidente Ejecutivo de finanzas y desarrollo de Sithe Energies Inc. En Nueva York, Estados Unidos.

Suplentes

- **Jose Alejandro Herrera Lozano:** Administrador de Empresas con Especialización en Finanzas de la Universidad del Rosario, Magister en Hacienda Pública y administración Financiera de la UNED ESPAÑA, el señor Jose Alejandro cuenta con amplia experiencia en el sector Publico, se ha desempeñado como Secretario de Hacienda, Director Distrital de Presupuestos, Subdirector de Finanzas Distritales y Subdirector de Desarrollo Social.

- **Pedro Orlando Molano Pérez**: Arquitecto de la Universidad la Gran Colombia, con Especialización en Gerencia de Construcciones de la Universidad Javeriana y MBA de la Universidad Politécnica de Cataluña en Barcelona. Actualmente se desempeña como Director del Instituto de Recreación y Deportes y ha sido director de la empresa privada gerenciando la formulación, diseño y dirección de proyectos de construcción de obras civiles.

- **Darío Montenegro Trujillo**: Administrador de Empresas del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, el señor Darío se ha desempeñado como Gerente de COLPRENSA. Gerente Administrativo, Vicepresidente Ejecutivo y Presidente de PROMEC, entre otras experiencias profesionales destacadas.

- **Raúl José Buitrago Arias:** Profesional en Economía, especialista en Derecho Económico y Master en Finanzas de la Universidad de los Andes, con amplia experiencia en temas relacionados con reforma a las instituciones estatales, ha ocupado cargos públicos Directivos en Minería a Gran Escala, Presidencia de la República, Comisión Nacional de Televisión, Asociación de Comisionistas de la Bolsa de Valores de Colombia S.A. y el Departamento Nacional de Planeación, entre otras experiencias destacadas.

• **Beatriz Elena Cárdenas Casas:** Abogada, con MBA y especialista de Administración de Empresas de la Universidad Sergio Arboleda. Actualmente se desempeña como la Experta comisionada de la CRC. Cuenta con amplia experiencia en el sector de servicios públicos (TIC). La señora Beatriz se ha desempeñado como la jefe de la Oficina Jurídica, Subdirectora Administrativa y Financiera y Jefe de Control Interno de la comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA).

• **Maria Carolina Castillo Aguilar:** Abogada, Postgrado en Derecho Constitucional y Administrativo de la Universidad del Externado, la señora Maria Carolina cuenta con amplia experiencia en el sector público como Viceministra de Aguas y Saneamiento Básico del Ministerio de Vivienda, Cuidad y Territorio, Directora de Asuntos Legislativos del Ministerio del Interior y de justicia, Fiscal General de la Nación.

• **Diego Quintero Múnera:** Encargado de generar las políticas organizacionales en las diferentes empresas de la Organización Sanitas Internacional; al igual que el direccionamiento estratégico de las mismas. El señor Quintero cuenta con amplia experiencia en el sector salud.

• **Alejandro Sánchez Vaca:** Es el líder del área de Banca de Inversión de la Corporación Financiera Colombiana. Ha estado vinculado a la Corporación desde septiembre de 1998 en el área de banca de inversión y cuenta con experiencia en las áreas de Finanzas Corporativas, Mercados de Capitales, y financiación y estructuración de proyectos. Adicionalmente, cuenta con experiencia como profesor magistral de la Universidad de los Andes. Economista de la Universidad de los Andes, con Magíster en Economía de la misma Universidad y Magíster en Mercados e Intermediarios Financieros de la Universidad de Toulouse. Es experto en aspectos financieros, comerciales y regulatorios de los principales sectores de infraestructura en Colombia: telecomunicaciones, energía eléctrica, transporte y gas. Igualmente, es especialista en la estructuración y consecución de recursos de deuda y capital en los mercados locales.

• **Alejandro Samper Carreño:** Economista y especialista en Finanzas de la Universidad de los Andes; el señor Alejandro Samper se ha desempeñado en cargos de dirección de empresas públicas y privadas en el cargo de consultor asociado, GOVERNANCE CONSULTANTS SAS, VISION SOFTWARE S.A., NEBULA SOLUTIONS SAS; fue presidente de la Previsora S.A Compañía de seguros, entre otras experiencias profesionales destacadas.

6.2.2.2 Mecanismos para garantizar la independencia de los miembros de la Junta Directiva

Con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 964 de 2005, la Junta Directiva del Emisor, está compuesta por nueve (9) miembros principales con sus respectivos suplentes, de

los cuales tres (3) son independientes; igual calidad se predica de los suplentes, superando el mínimo porcentaje del 25% establecido por la ley.

Con miras a determinar la calidad de independiente, se estudiaron las hojas de vida de los candidatos adicionalmente, se llevaron a cabo encuestas, las cuales fueron diligenciadas por los miembros de la Junta Directiva.

6.2.2.3 Miembros de Junta Directiva que desempeñan algún cargo adicional en la entidad o en cualquiera de sus vinculadas

Ninguno de los miembros de la Junta Directiva es empleado del Emisor ni de ninguna de sus vinculadas.

6.2.3 Directivos, Cargos y Funciones

- Presidencia

Ejercer la representación legal de la compañía, realizar las acciones tendientes a dar cumplimiento con el objeto social de la empresa, ejercitar sus derechos y administrar la Sociedad.

- Vicepresidencia Jurídica y de Regulación

Prestar asesoría jurídica y representar a la empresa en todos los asuntos en los cuales ella sea parte, así como actuar como secretario de la Asamblea General de Accionistas y de la Junta Directiva y llevar los libros y registros establecidos por la ley y el estatuto social.

- Dirección de Control Interno

Asesorar a la Presidencia, demás áreas de la empresa y Unidades de Negocio, en la evaluación integral, sistemática y selectiva de los sistemas asociados a las políticas, planes, procesos y procedimientos para verificar su cumplimiento.

- Vicepresidencia Financiera

Desarrollar los procesos financieros que garanticen la solidez económica y financiera de la empresa y efectuar el control financiero de las operaciones propias y de las unidades de negocio, en el marco de las políticas establecidas.

- Vicepresidencia de Inversiones

Apoyar a las unidades de negocio en la búsqueda y consolidación de nuevas inversiones en el sector energético nacional e internacional, que maximicen la rentabilidad y creación de valor de

la empresa; la evaluación y seguimiento de los negocios que componen el portafolio accionario; desarrollar y mantener un esquema de evaluación de los negocios de la empresa con esquemas de benchmarking y formular políticas, planes, estrategias y proyectos de largo, mediano y corto plazo para el logro de la visión de la empresa.

- Vicepresidencia de Transmisión (Unidad de Transmisión de Electricidad)

Asegurar la eficiente administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica de la Empresa y su participación en los planes de expansión del Sistema de Transmisión Nacional e internacional, que promuevan el crecimiento de la Empresa en el sector.

- Dirección de Fundación:

Dirigir, planear, gestionar y controlar la ejecución de proyectos sociales a cargo de la Fundación Grupo Energía de Bogotá, gestionando el adecuado uso y asignación de los recursos financieros y llevando a cabo contratos, convenios, órdenes de servicio y compras de la fundación. Gestionar alianzas con organizaciones sociales, comunitarias gobiernos locales y regionales, organismos multilaterales, entre otros. Coordinar las diferentes gestiones, informes y documentos que se requieren en el cumplimiento de los propósitos de responsabilidad global del corporativo. Planear, gestionar y controlar los recursos (humanos, financieros y físicos) necesarios para el adecuado funcionamiento de la fundación, llevando acabo interventoría de los convenios, contratos y ordenes de servicio y compra, según lo establecido en el manual de interventoría de la fundación.

- Dirección Abastecimiento Estratégico

Articular para clientes de la EEB un enfoque corporativo mediante planes estratégicos de compras y contratación que respalden estrategias de alto riesgo e impacto con el fin de asegurar un abastecimiento costo efectivo de bienes y servicios.

- Dirección Desarrollo Sostenible

Liderar el proceso de gestión de la sostenibilidad de la compañía, teniendo una amplia participación en la estructuración y desarrollo del plan estratégico corporativo, como línea de acción y crecimiento de la EEB y del grupo empresarial al que pertenece.

- Dirección Comunicaciones

Coordinar la estrategia de comunicaciones y posicionamiento del grupo, así como formular la estrategia de responsabilidad global y acompañar y asesora a las áreas en la implementación de las mejoras prácticas en el marco de la gestión sostenible junto con la formulación y difusión de las políticas corporativas a todos los grupos de interés.

A continuación se encuentra una lista de los directivos del Emisor:

Nombre	Posición	Año de nombramiento
Gloria Astrid Alvarez Hernández	Presidente	2016
Leonardo Garnica Eljaiek	Vicepresidencia de Inversiones	2016
Felipe Castilla Canales	Vicepresidencia Financiera	2013
Ernesto Moreno Restrepo	Vicepresidencia de Transmisión	1997
Diana Margarita Vivas Munar	Vicepresidencia Jurídica y de Regulación	2016
Sandra Milena Aguillón Rojas	Dirección de Auditoria Interna	2011
Maria José Quiceno	Dirección Comunicaciones	2016
Mauro Mejia	Dirección Abastecimiento Estratégico	2016
Juan Daniel Ávila	Dirección Desarrollo Sostenible	2016
Jacqueline Martínez Olivares	Vicepresidencia Gestion Humana y Servicios (E)	2016

Las hojas de vida de los principales directores del Emisor se encuentran a continuación:

- **Gloria Astrid Álvarez Hernández:** Ingeniera civil de la Universidad Javeriana, con especialización en ingeniería ambiental de la Universidad de los Andes y MA de la Universidad de Ohio. Es una consultora con amplia experiencia en la asesoría estratégica a empresas nacionales e internacionales, que en los últimos años se ha dedicado a trabajar en proyectos de off-shore en el sector de hidrocarburos y abastecimiento estratégico de manera complementaria con su apoyo permanente en los temas sociales a la Fundación Servicio Juvenil del Padre Javier de Nicoló.

La Ingeniera Álvarez trabajó en la Empresa de Acueducto de Bogotá durante seis años, en las administraciones de Enrique Peñalosa y Antanas Mockus. Asumió la gerencia concretando la transformación de la empresa e integró los procesos de gestión y comercialización de la empresa orientados hacia la eficiencia empresarial con alta calidad. En Ecopetrol tuvo a su cargo la implementación del modelo de abastecimiento

estratégico a partir del cual se generaron importantes ahorros y alta eficiencia en la gestión contractual de la compañía

Leonardo Garnica Eljaiek: Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes con maestría en Ingeniera Industrial de la misma universidad. Cuenta con amplia experiencia en consultoría y gerencia de proyectos tanto en el sector público como privado. Desempeño cargos estratégicos en Construtora Norberto Odebrecht, Grupo Baliza Ltda. B.O.T. y Concesiones de Gerencia.

- **Felipe Castilla:** Ingeniero Civil de la Universidad de los Andes, con Máster en Ciencias de la Universidad de Illinois en Urbana - Champaign (USA), especialización en Finanzas de la Universidad EAFIT y Gerencia Internacional del negocio del petróleo y gas de la Universidad de los Andes.

Se ha desempeñado como Vicepresidente Financiero de Contour Global Latam y Vicepresidente Financiero y Administrativo de la Refinería de Cartagena (Reficar), además de 25 años de experiencia profesional en dirección administrativa y financiera, procesos contables, tributarios, desarrollo del talento humano, auditoría y tecnología, en Ecopetrol y Reficar.

- **Ernesto Moreno Restrepo:** Ingeniero Eléctrico de la Universidad de los Andes, con especialización en Administración de Empresas de la Universidad del Rosario y en Dirección General de Programación Electrónica del Instituto de Educación Internacional, Texas, Estados Unidos.

Diplomado en Planes de Calidad y en Planificación de la Calidad, en Bureau Veritas, cuenta con Licenciamiento Ambiental, Gestión Social y de Servidumbre de Transmisión, del Comité Colombiano de la CIER – COCIER y la Comisión de Integración Energética Regional – CIER.

Desde 1980 trabaja en la Empresa de Energía de Bogotá, donde ha ocupado diversos cargos, tales como ingeniero en subestaciones, jefe de la División de Líneas de Transmisión, jefe del Departamento de Ingeniería de Equipos, asistente del subdirector de Operaciones, jefe de la División de Ingeniería Eléctrica, jefe de la División de Generación Eléctrica y de Planificación Eléctrica.

- **Diana Margarita Vivas Munar:** Abogada del Colegio Mayor de nuestra señora del Rosario, especialista en Gestión Pública de la Universidad de los Andes.

Consultora independiente en temas de derecho constitucional, contractual, financiero, presupuestal y público, reorganización y rediseño institucional para entidades públicas y organismos multilaterales.

En el sector público, se ha desempeñado entre otros como Secretaria General del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Directora del Programa de Renovación la Administración Pública (PRAP) y Secretaria Técnica de la reforma a la ley de compras públicas.

- **Sandra Milena Aguilón Rojas:** Licenciada en Contaduría Pública de la Universidad Externado de Colombia, con especialización en Servicios Públicos Domiciliarios, Diplomado en Auditoría y Control de Gestión, los dos en la misma universidad y Diplomado en finanzas de la Universidad del Valle.

Ha sido jefe de la División de Auditoría de Deloitte & Touche Ltda y desde 2011 se desempeña como directora de Control Interno de la Empresa de Energía de Bogotá. Cuenta con 12 años de experiencia en Auditoria Interna y Externa y Revisoría Fiscal.

- **Juan Daniel Ávila:** Ingeniero Civil y Magister en Planeación Urbana y Regional de la Pontificia Universidad Javeriana, con experiencia específica en la dirección y control de las actividades técnicas, socio-ambientales, financieras y administrativas de proyectos relacionados con los sectores de infraestructura, agua y saneamiento, y energía. Experiencia en gestión ambiental, ordenamiento territorial y sostenibilidad ambiental.

- **Mauro Mejía:** Ingeniero Industrial de la Universidad del Norte, Especialista en Compras y Abastecimiento Internacional de la Universidad de los Andes, con Certificación en PMI y MBA de la Universidad ICESI. Amplia experiencia en diseño y estructuras de estrategias de compras y contratos, contratación estatal y desarrollo de negocios en el área de Oil & Gas, energía e infraestructura.

- **Mariajosé Quiceno:** Comunicadora Social y Periodista de la Universidad de Manizales, especialista en Gobierno y Política Pública de la Universidad de los Andes, con estudios de Alta Gerencia en Reputación Corporativa de la Universidad Externado de Colombia, con más de 13 años de experiencia en el diseño e implementación de estrategias de asuntos públicos y comunicación corporativa, interna y externa, en el sector público y privado. Experta en reputación empresarial, relaciones públicas y gestión de crisis.

- **Jacqueline Martínez Olivares:** Psicóloga de la Universidad de los Andes, y especialista en Administración de Empresas. Nuestra nueva Gerente de Gestión Humana tiene más de 20 años de experiencia en el sector privado y público, trabajó durante los últimos años como Gerente de Recursos Humanos en Procibernética S.A. y CSI Colombia, entre otras.

6.2.4 Información relativa a las personas que ejercen la revisoría fiscal sobre la entidad

En la Asamblea General Ordinaria de Accionistas efectuada el 30 de Marzo del 2016, fue designada la firma Deloitte & Touche Ltda., como Revisor Fiscal del Emisor para un período de dos (2) años correspondiente a los ejercicios de los años 2016-2017.

El órgano de fiscalización del Emisor es la Revisoría Fiscal. Sólo se podrá elegir para ejercer el cargo de Revisor Fiscal o de suplente del mismo, a personas naturales o jurídicas debidamente inscritas en el Registro de la Junta Central de Contadores y que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley 43 de 1990 o en las normas que la reglamenten, modifiquen, sustituyan, o que resultaren aplicables.

La elección del Revisor Fiscal se lleva a cabo con base en una preselección objetiva y transparente adelantada por el Comité de Auditoría de la Junta Directiva. El Comité de Auditoría de la Junta Directiva realiza la evaluación de los candidatos y presenta a la Asamblea General de Accionistas una recomendación, en la cual establece un orden de elegibilidad, atendiendo a criterios de experiencia, servicio, costos y conocimiento del sector. Los accionistas pueden proponer al Comité candidatos adicionales para Revisor Fiscal, siempre que sus perfiles se ajusten a lo establecido en la Ley y en estos Estatutos.

El Revisor Fiscal devengará la asignación que le señale la Asamblea General de Accionistas, de acuerdo con criterios tales como su idoneidad, experiencia profesional en auditoría de compañías similares, directrices del mercado y la evaluación de su gestión.

El periodo del Revisor Fiscal es igual al de la Junta Directiva, pero en todo caso puede ser removido en cualquier momento por la Asamblea General de Accionistas con el voto de la mitad más una de las acciones presentes en la reunión.

Las principales funciones del Revisor Fiscal son:

- Vigilar para que las operaciones sociales se ajusten a la Ley, al estatuto social, a las decisiones de la Asamblea de accionistas y de la Junta Directiva.

- Informar a los órganos de administración societaria de las irregularidades que detecte en el funcionamiento de la sociedad.

- Colaborar en el ejercicio de la inspección y vigilancia por parte de las autoridades, disponiendo la entrega de la información pertinente.

- Remitir con antelación no menor a diez (10) días a la Asamblea de accionistas su informe sobre la gestión adelantada.

- Presentar los informes a los órganos de control fiscal, conforme a la Ley 142 de 1994, artículo 27, numeral 4 y la Ley 42 de 1993, artículo 24.

- Velar por la correcta aplicación de los principios contables en la contabilidad de la empresa, por la conservación y redacción de las actas de reuniones de Asamblea de Accionistas y Junta Directiva, así como la conservación de libros, papeles y documentos de comercio.

- Inspeccionar los bienes y el patrimonio social, proveer las instrucciones y medios para su conservación, seguridad y mantenimiento.

- Dictaminar y certificar los balances y estados financieros de la sociedad.

- Convocar a la Asamblea General de Accionistas y a la Junta Directiva, cuando lo juzgue necesario.

- Cumplir con los mandatos de Ley, ejercer las atribuciones determinadas en los Estatutos y desarrollar las acciones que le señale la Asamblea General de Accionistas, de conformidad con la Ley.

- Velar por que la administración cumpla con los deberes específicos establecidos por los organismos de vigilancia, especialmente con los vinculados a los deberes de información y al código de buen gobierno.

- Informar a los órganos de la sociedad, accionistas, inversionistas y autoridades los hallazgos relevantes encontrados, que a su juicio considere que deben conocer estos destinatarios.

- Conocer de las quejas que se presenten por violación de los derechos de los accionistas e inversionistas y los resultados de dichas investigaciones, los cuales trasladará a la Junta Directiva y los hará conocer de la Asamblea de Accionistas

Las personas naturales designadas por la firma Deloitte & Touche Ltda son:

1. Andrea del Pilar Lopez Aranguren - Revisor Fiscal Principal
2. Jaime Alberto Vargas Zambrano - Revisor Fiscal Suplente.
3. Lina Maria Jaramillo Reyes - Revisor Fiscal Segundo Suplente.

REVISOR FISCAL PRINCIPAL: Andrea del Pilar López Aranguren
Tarjeta profesional: 151060-T

Datos Personales

Profesión:	Contador Público Titulado

Estudios Generales

TÍTULO	LUGAR Y FECHA
Contador Público Titulado	Bogotá 01-07-2010

Cargos desempeñados en la actualidad

CARGO	EMPRESA
Revisor fiscal principal	Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P
Revisor fiscal suplente	Fundación Grupo Energía de Bogotá.
Revisor fiscal principal	Transportadora de Gas Internacional S.A E.S.P.
Revisor fiscal principal	Alimentos Polar Colombia S.A.S
Revisor fiscal suplente	GDF Suez Energy Colombia Ltda.
Revisor fiscal suplente	HMV Ingenieros Ltda.

REVISOR FISCAL SUPLENTE: Jaime Alberto Vargas Zambrano
Tarjeta profesional: 81100-T

Datos Personales:

Profesión	Contador Público Titulado

Estudios Generales:

TÍTULO	LUGAR Y FECHA
Contador Público	Bogotá 23-08-2001

Cargos desempeñados en la actualidad:

CARGO	EMPRESA
Revisor fiscal suplente	Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P.
Revisor fiscal principal	CH San Miguel S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal principal	PCH Oibita S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal principal	PCH San Bartolomé S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal principal	PCH San Marcos S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal principal	PCHS Los Molinos S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Barroso S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Caruquia S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Fundación Rotaria Procolombian.
Revisor fiscal suplente	Guanaquitas S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Industria Americana de Colchones Induamercol S.A.S.

Revisor fiscal suplente	Industrias Dormiluna S.A.S.
Revisor fiscal suplente	La Cascada S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Popal S.A.S. E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Serta Colombia S.A.S.

REVISOR FISCAL SEGUNDO SUPLENTE: Lina Maria Jaramillo Reyes
Tarjeta profesional: 204998-T

Datos Personales:

Profesión:	Contador Público Titulado

Estudios Generales:

TÍTULO	LUGAR Y FECHA
Contador Público	Bogotá 05-04-2013

Cargos desempeñados en la actualidad:

CARGO	EMPRESA
Revisor fiscal segundo suplente	Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P.
Revisor fiscal suplente	Transportadora de Gas Internacional S.A E.S.P.
Revisor fiscal principal	EEB Gas S.A.S.
Revisor fiscal principal	Fundación Grupo Energía de Bogotá.
Revisor fiscal principal	Road Track De Colombia S.A.S.
Revisor fiscal principal	Sistemas Colombia S.A.S
Revisor fiscal suplente	Sistemas Colombia S.A.S
Revisor fiscal suplente	Via 50 Express S.A.S
Revisor fiscal principal	Sociedad Anónima de Obras y Servicios Copasa Sucursal Colombia

6.2.5 Información sobre la participación accionaria en el Emisor de los miembros de Junta Directiva y de los funcionarios que conforman el nivel directivo

A septiembre de 2016, ningún miembro de Junta Directiva tiene participación accionaria en el Emisor.

Igualmente, a la misma fecha los siguientes funcionarios que conforman el nivel directivo del Emisor, tienen participación accionaria:

Directivo	Participación
Sandra Milena Aguillon	0.0002%
Ernesto Moreno	0.0010%

6.2.6 Descripción de cualquier convenio o programa que exista para otorgar participación a los empleados en el capital del Emisor.

Con ocasión del proceso de transformación y capitalización del Emisor, la empresa, adquirió el compromiso de ofrecer acciones a los trabajadores para que estos adquieran hasta el 1% de las acciones de la sociedad. En el año 1997 se otorgó una bonificación a los trabajadores que se encontraban vinculados al 23 de octubre de dicho año para adquirir 15 acciones. El día 29 de octubre de 2004, se celebró la Asamblea General de Accionistas, aprobando una disminución de capital de COP 10,000 por acción, lo que significó para cada uno de los trabajadores una reducción de cuatro (4) acciones de su paquete accionario, finalizando de esta manera en 11 acciones.

Finalmente, la compañía realizó un split de sus acciones con una relación 1:100, el cual fue informado a la comunidad financiera el 30 de marzo de 2011 y ejecutado el 22 de junio de 2011 en la BVC, con el fin de aumentar el número de acciones circulantes y reducir el precio por acción.

Con ocasión de este proceso, hoy en día empleados y ex empleados poseen el 0.033% de las acciones de la compañía.

6.2.7 Situación de control

En la actualidad, el Emisor tiene un accionista controlante, que es el Distrito Capital de Bogotá, que posee de manera directa el 76.28% de las acciones en circulación del Emisor.

El Distrito Capital se encuentra actualmente autorizado para adelantar las gestiones para enajenar el 20% de su participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá S.A ESP, conforme el Acuerdo No. 651 de 2016.

6.2.8 Filiales y subsidiarias

EEB tiene las siguientes filiales y subsidiarias:

6.2.8.1 Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI)

A través de TGI, sociedad domiciliada en la ciudad de Bogotá, el Emisor participa en el negocio de transporte de gas natural en Colombia. TGI es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones. La compañía tiene por objeto la planeación, organización, diseño, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y de los sistemas de hidrocarburos en todas sus formas. También puede explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros.

TGI es un componente central en la estrategia de crecimiento del Emisor. Es el transportador de gas natural más grande de Colombia y opera un monopolio natural en un sector con alto

potencial de crecimiento y cuyo desarrollo es de especial interés para el estado colombiano. A la fecha el Emisor es propietario directamente del 99.97% de la compañía. Lo anterior, dada la fusión con IELAH, la cual surtió efecto entre las partes desde el 11 de mayo de 2016, fecha de firma de la escritura pública y tiene efectos frente a terceros a partir de la fecha del registro en la Cámara de Comercio, es decir el 13 de mayo de 2016.

TGI es el único transportador de gas natural en Colombia que conecta las principales fuentes de abastecimiento (Guajira y Cusiana) con los principales centros de consumo. TGI en el tercer trimestre de 2016, transportó el 48.5% del gas transportado en Colombia. Es una Empresa que presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3,957 kilómetros de gasoductos extendidos desde la Guajira hasta el Valle del Cauca y desde Casanare hasta Bogotá y Neiva.

El transporte de gas natural en Colombia es un monopolio natural regulado por el estado. La CREG, entidad responsable de la regulación, define las tarifas máximas que se pueden cobrar a los usuarios del servicio. Dichas tarifas son definidas con base en las inversiones históricas, las inversiones proyectadas y una estimación del volumen a transportar, y buscan remunerar adecuadamente y en Dólares las inversiones con base en un WACC que pretende simular un ambiente de competencia. Los ingresos de la compañía dependen de los contratos que suscriba con los usuarios del servicio de transporte.

Casi la totalidad de las ventas de la compañía están soportadas en contratos en firme y de largo plazo suscritos con sólidas empresas que operan en Colombia. A Septiembre de 2016, cerca del 85.3% de los ingresos de la compañía se derivaron de cargos por capacidad, un esquema de tarifa que no depende del volumen transportado. Adicionalmente y en el mismo periodo cerca del 67.9% de los ingresos estuvieron indexados al dólar.

El portafolio de servicios de TGI S.A. E.S.P ofrece las siguientes alternativas:

Servicios Regulados

- Transporte de gas natural en Firme: servicio en el que el Transportador garantiza el transporte de una capacidad máxima de gas natural sin interrupciones, durante un periodo determinado, excepto en aquellos casos de mantenimientos programados o eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.

- Construcción, Operación y Mantenimiento de Puntos de Entrada y/o Salida al sistema de transporte administrado por TGI: se refiere a los nuevos puntos de entrada y/o salida del sistema de transporte que solicitan los agentes, para ingresar gas natural (puntos de entrada) o tomar gas natural (punto de salida).

Servicios No Regulados o Servicios Complementarios

- Parqueo Interrumpible de Gas Natural: servicio que permite parquear gas natural por un periodo determinado en un punto de salida/entrada que esté asociado a un contrato de transporte de gas natural en firme.

- Préstamo Interrumpible de Gas Natural: servicio que permite tomar gas del sistema de transporte por encima de las cantidades de gas natural nominadas.

- Parqueo Rodante Interrumpible de Gas Natural: mediante este servicio se puede parquear gas natural en una zona denominada "Zona de Parqueo Rodante" comprendida por los tramos la Belleza - Vasconia, Vasconia – Sebastopol, Sebastopol - Barrancabermeja y Vasconia – Mariquita.

- Transporte de gas natural fuera de especificaciones RUT: servicio que consiste en transportar gas natural con especificaciones de calidad por fuera de las establecidas en el RUT.

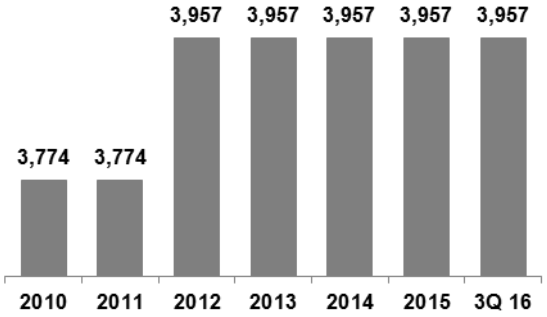
- Deshidratación: servicio mediante el cual TGI deshidrata gas natural usando su planta deshidratadora ubicada en la Guajira.

- Arriendo: mediante este servicio TGI alquila terrenos de su propiedad para la instalación de infraestructura requerida por terceros para tomar gas del sistema de transporte.

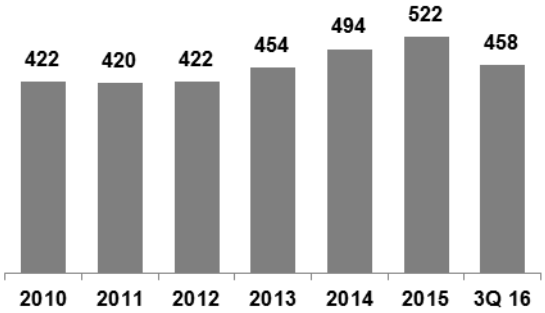
[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

6.2.8.1.1 Aspectos clave del negocio

Longitud Gasoductos - Km

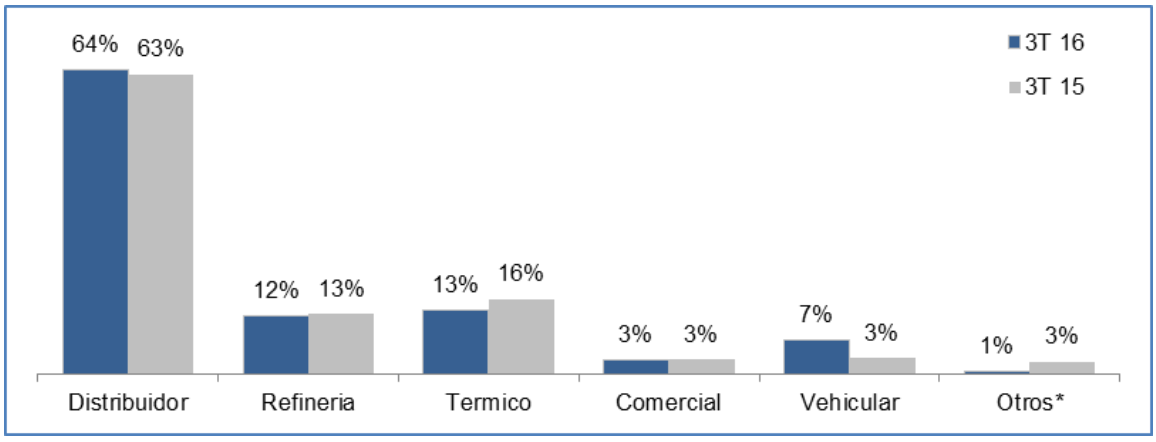


Volumen Transportado – MMPCD



El crecimiento en el volumen transportado de TGI durante los últimos años es resultado de: i) El incremento en capacidad de transporte, dadas las ampliaciones del sistema en el gasoducto Ballena Barranca que entró en operación en 2010, Cusiana Fase I que entró en operación en 2011 y Cusiana Fase II que entró en operación en 2012 ii) la entrada en operación de la estación de compresión de La Sabana en julio de 2014; iii) el aumento de la capacidad contratada en firme; y iv) el incremento en la demanda de los sectores termoeléctrico y GNV, el primero debido a las condiciones de hidrología y la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno del Niño y el segundo por un crecimiento relevante por las políticas promocionales de las diferentes empresas del sector, para impulsar la conversión de vehículos de gasolina a gas natural.

Gráfico Nº 1 - Composición sectorial ingresos

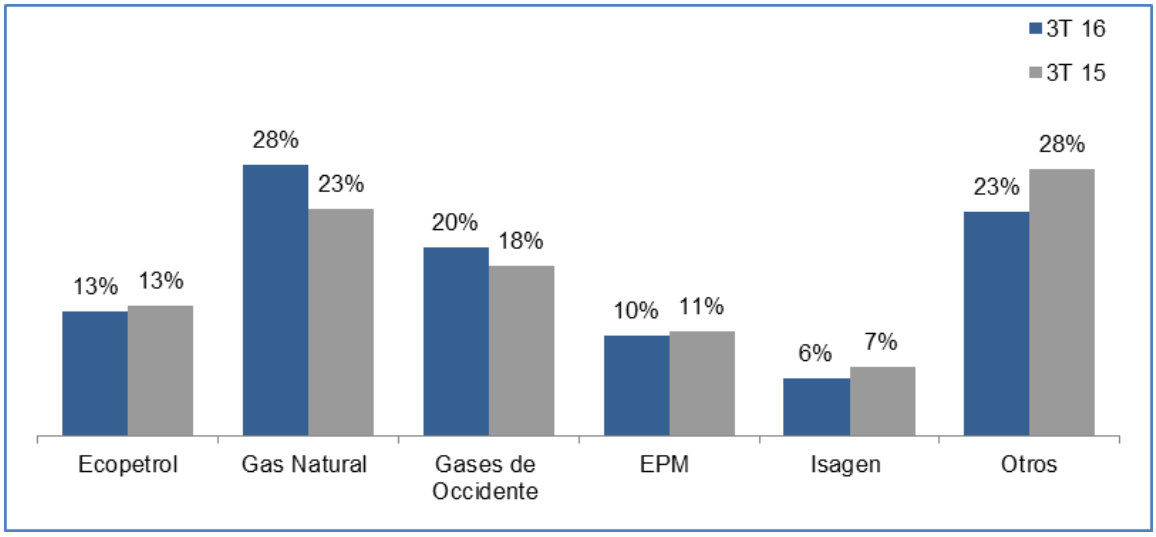


La compañía cuenta con contratos en firme con una duración prevista de más de 9.5 años a septiembre de 2016, lo que le permite tener una gran estabilidad en sus ingresos.

Al cierre del tercer trimestre de 2016, TGI contaba con 43 clientes, que se encuentran en los sectores de distribución, industrial, térmico, comercialización y de gas natural vehicular. El 77% de sus ventas estaban concentradas en 5 de ellos considerados empresas financieramente sólidas en el ámbito local e internacional. Cabe anotar que la mayor parte de los contratos están respaldados por garantías.

La distribución de ingresos por cliente de TGI al tercer trimestre de 2016 es:

Gráfico Nº 2 - Ingresos por cliente



A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas. Por lo cual las cifras de 2012 y 2013 se encuentran bajo COLGAAP y las cifras de 2014 se encuentran re expresadas bajo NIIF.

Igualmente, como resultado del análisis correspondiente (NIC 21), la compañía adoptó como moneda funcional para los estados financieros, el dólar de los Estados Unidos de América, USD. No obstante, la regulación colombiana requiere también la entrega de estados financieros en Moneda de Presentación, Peso Colombiano, COP. Las cifras del estado de resultados en USD se convierten a COP con la TRM de la fecha que se contabilizan las diferentes partidas.

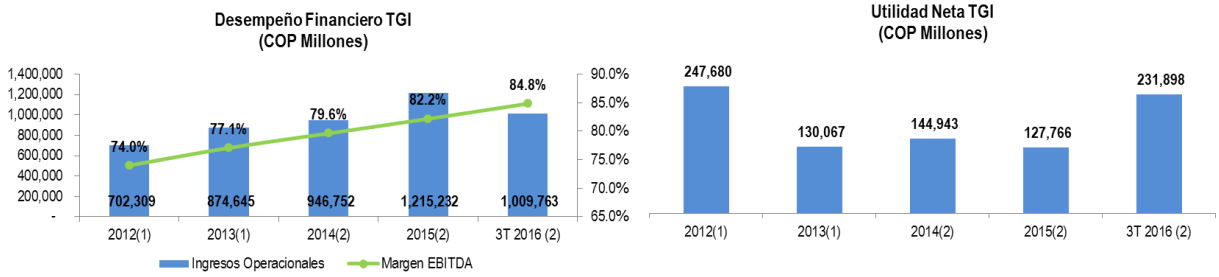
Los datos mas relevantes de la inversión en TGI	2012[1]	2013[1]	2014[2]	2015[2]	3T 2016[2]
Importe de Capital	1,565,487	1,565,487	1,565,487	1,565,487	1,565,487
Resultado neto	247,680	130,067	144,943	127,766	231,898
Reservas	455,565	702,947	400,315	400,315	465,983
Dividendos entregados a EEB	0	0	440,005	0	114,901
Dividendos decretados a EEB	0	0	440,005	0	114,901

(1) Cifras COLGAAP
(2) Cifras NIIF

6.2.8.1.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2012(1)	2013(1)	2014(2)	2015(2)	3T 2016 (2)
Ingresos Operacionales	702,309	874,645	946,752	1,215,232	1,009,763
Utilidad Operacional	372,856	468,057	592,304	760,747	654,099
Margen Operacional	53.1%	53.5%	62.6%	62.6%	64.8%
EBITDA	519,751	674,163	753,904	998,702	856,715
Margen EBITDA	74.0%	77.1%	79.6%	82.2%	84.8%
Utilidad neta	247,680	130,067	144,943	127,766	231,898
Margen Neto	35.3%	14.9%	15.3%	10.5%	23.0%

(1) Cifras COLGAAP
(2) Cifras NIIF



Al cierre del tercer trimestre de 2016 los ingresos operacionales ascendieron a USD 332.3 millones, creciendo en USD 5.1 millones (+1.6%) respecto a los obtenidos en el mismo periodo de 2015. De los ingresos de TGI por servicio de transporte de gas natural, el 85% se derivó de los cargos fijos establecidos en los contratos en firme, el 2.8% de los ingresos corresponden a ingresos no regulados y el 11.9% de los ingresos, que corresponde a cargos variables.

El esquema tarifario vigente remunera la inversión y los costos de AOM, están denominados en dólares, USD, y en pesos colombianos, COP, respectivamente. Las ventas denominadas en dólares presentaron un incremento del 2.6% en comparación con el tercer trimestre de 2015 y representan a la fecha el 67.9% de las ventas totales de TGI. Por su parte la porción de ventas denominadas en pesos colombianos, COP, presentan una reducción del 0.6%, en comparación con el mismo periodo del año anterior, como consecuencia de que la tasa de cambio promedio en los 9 primeros meses del año, es mayor en 2016, que en 2015 (devaluación del peso colombiano entre los dos periodos).

Los cargos fijos que remuneran tanto la inversión, como los costos de administración, operación y mantenimiento, y están denominados en dólares de los Estados Unidos y en moneda local, respectivamente, descendieron en forma conjunta en USD 5.4 millones, finalizando para el tercer trimestre del 2016 en USD 283.4 Millones. La capacidad promedio

contratada para este periodo fue de 671.3 MMPCD, un leve decrecimiento de 0.1%, comparada con el mismo periodo del año anterior. La disminución de los cargos fijos obedece al comportamiento de los cargos que remuneran los costos de administración, operación y mantenimiento, denominados en pesos colombianos, los cuales disminuyeron al re-expresarlos a dólares por efecto del comportamiento de la tasa de cambio, antes explicado.

En relación con los cargos variables, aunque el volumen transportado disminuyo en un 17.6% frente a lo transportado en el mismo periodo del 2015, estos crecieron 20.9% pasando de USD 32.7 millones en el tercer trimestre del año de 2015 a USD 39.5 millones para el mismo periodo de 2016, en razón a que en el primer trimestre de 2016 se transportó un volumen alto de gas por efecto del Fenómeno del Niño y al reconocimiento de ingresos no recurrentes.

Por su parte, los ingresos por servicios complementarios, presentan un crecimiento para el tercer trimestre de 2016 en USD 3.7 millones (+64.2%), frente al tercer trimestre de 2015, explicado por servicios como el parqueo rodante interrumpible, servicios de corta duración y el cobro de pérdidas de gas, entre otros, demandados ampliamente en los primeros 4 meses del año.

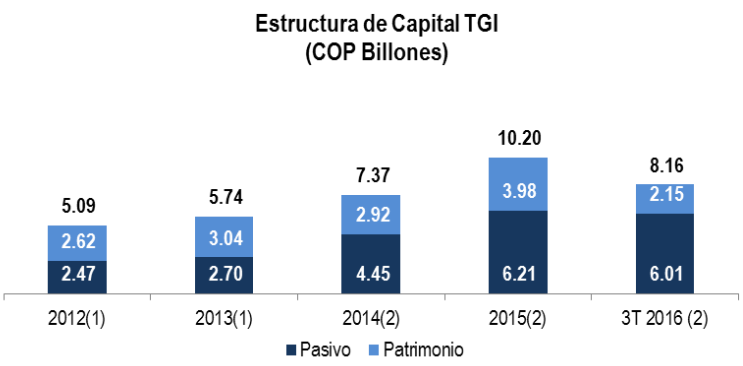
Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron en 0.9% al cierre del tercer trimestre de 2016, debido principalmente a una reducción de los costos por operaciones de acuerdo de balance (Operational Balancing Agreements – OBA's), a la disminución en los costos de personal y a la reducción de los costos de mantenimiento y reparación. Por lo anterior la utilidad operacional para el cierre del trimestre finalizó en USD 213.6 millones, representando un crecimiento de 3.5% al comparada con el mismo periodo del año anterior.

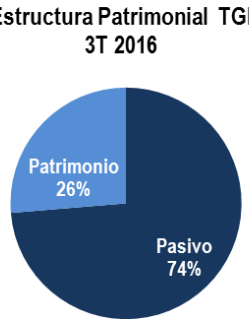
El resultado no operacional para el periodo presentó un mayor gasto por USD 5.1 Millones, en comparación con el mismo periodo de 2015, debido principalmente a mayores gastos financieros, debido a la deuda recibida en la fusión con IELAH, cuyo saldo al momento de la fusión era de USD 219.7 Millones. Por otro lado, dado que durante el tercer trimestre de 2016 el peso colombiano se revaluó 8.6% frente al dólar, mientras que en el mismo periodo del año anterior hubo devaluación del 30.5%, entre los dos periodos comparados se tiene un ingreso por diferencia en cambio de USD 61.9 millones. En cuanto a impuestos, las variaciones de la tasa de cambio explicadas, generaron un incremento en la provisión de impuesto de renta y disminución en la de impuesto diferido, que en el neto genera un incremento en la provisión total de USD 13.1 millones.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre del tercer trimestre de 2016 presenta un crecimiento de USD 50.9 millones comparado con la utilidad neta en el mismo periodo de 2015, cerrando para este semestre en USD 62.7 millones.

Es importante anotar que las cifras del estado de resultados en moneda de presentación pesos colombianos, presentan crecimientos importantes, en contraste con lo que ocurre con

la moneda funcional dólar. Se destacan los importantes crecimientos tanto en ingresos operacionales (15.5%) como en resultado operacional (17.4%) y EBITDA (16.9%) bajo moneda de presentación.

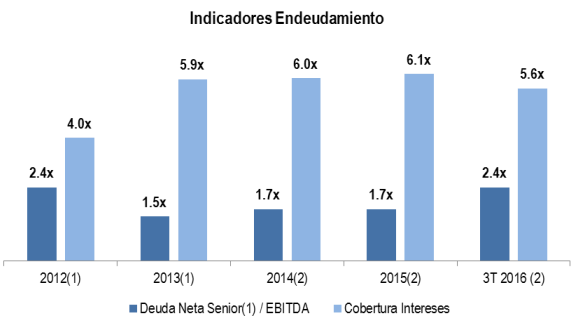


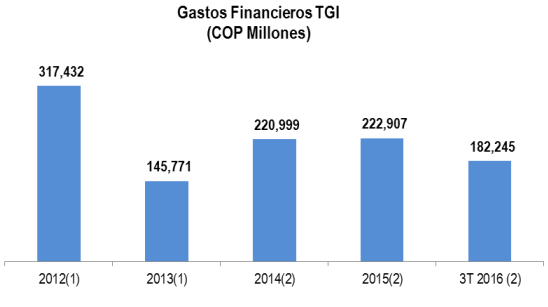


6.2.8.1.3 Endeudamiento

La compañía continúa cumpliendo con lo establecido en el Indenture de los Bonos 2022 en cuanto a las dos métricas crediticias. Se recuerda que los covenants de los Bonos TGI 2022 están actualmente suspendidos, debido a que se tiene calificación en grado de inversión por parte de las 3 agencias calificadoras más importantes. La reducción del cupón lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en el 2012 y el crecimiento del EBITDA UDM, han permitido cumplir ampliamente con estas métricas.

A partir de mayo de 2016, TGI recibió la deuda asociada a su anterior accionista, IELAH, cuyo saldo de deuda al momento de la fusión era de USD 219.7 Millones. El 11 de septiembre de 2016 TGI realizó un prepago por USD 35 millones al crédito sindicado en mención, por lo cual el saldo a septiembre 30 de 2016 es de USD 184 millones.





(1) Cifras COLGAAP
(2) Cifras NIIF

6.2.8.1.4 Inversiones

TGI ejecutó dos de los proyectos más ambiciosos de expansión de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo aproximado fue de USD 650 Mm. TGI tiene una participación del 31.2% en la compañía peruana Contugas (el otro 68.80% es propiedad de EEB).

INVERSIONES - COP Mm	2012[1]	2013[1]	2014[2]	2015[2]	3T 2016[2]
CapEx	331,109	63,967	86,510	91,794	71,507

Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 3T 2016

Descripción	Capex (USD Mm)	Ampliación capacidad (MMPCD)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Ampliación de la capacidad de compresión mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades	31.0	20	72.3%	2T 17
El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 MMPCD y del ramal Apiay – Ocoa en 7 MMPCD. Este proyecto se está llevando a cabo a través de una estructura BOMT.	48.0	39	31%	3T 17
Construcción Loop Armenia de 28 Km en 8" y Loop Dos Quebradas de 8 Km en 3".	24.3	8.7	30.5%	3T 17

activosDatos construidos por: EEB / Fuente: TGI

6.2.8.2 Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda

A través de Cálidda, empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú, EEB Bogotá participa en el negocio de distribución de gas natural en Perú. Cálidda tiene la concesión del estado peruano para construir y operar el sistema de distribución de gas natural en el departamento de Lima y Callao por un plazo de 33 años (hasta el 2033), prorrogables cada 10 años hasta un máximo de 60 años. Durante el periodo de la concesión, la empresa tiene el compromiso de brindar el servicio a clientes residenciales, comerciales, industriales, estaciones de servicio de gas natural vehicular y generadoras eléctricas.

La participación del Emisor en Cálidda es a través de EEB Perú Holdings Ltd, vehículo en el cual EEB tiene un 100% de participación y este a su vez el 60% de Cálidda. Así mismo, EEB tiene un participación del 15.6% en Promigas S.A E.S.P. que a su vez es accionista de Cálidda, por lo que la participación total de la compañía en Cálidda es del 66.2%.

Cálidda atiende una población de aproximadamente 10.4 millones de habitantes que representan 21,714 millas cuadradas en Lima y Callao. La mayoría de estas áreas tienen alta densidad de población y es donde está ubicada la mayor actividad industrial y comercial.

Cálidda provee el servicio de gas natural a clientes residenciales e industriales, generadoras eléctricas y vehículos convertidos a gas. Cálidda tiene aproximadamente 416,954 clientes y distribuye aproximadamente el 55% del total de gas natural que se distribuye en Perú.

Al tercer trimestre de 2016, Cálidda tiene una base de clientes de 416,954, representando un incremento de 31%, comparado con el mismo trimestre de 2015.

Las instalaciones de la empresa estarán ubicadas en los lugares donde se distribuirá el gas natural por red de ductos, en las localidades de Ica, Chincha, Pisco, Nasca y Marcona. Las oficinas administrativas están ubicadas en la sede de Lima.

El área de concesión de Cálidda concentra más del 32%[1] de la población del Perú y más del 9%[2] del PIB del Perú. A septiembre de 2016 se alcanzó un nuevo récord de nuevas conexiones llegando a 416,174 concentradas en el sector residencial.

Al tercer trimestre de 2016, Cálidda cuenta con contratos *Take-or-Pay* por 576 MMPCD (541 MMPCD contratos con Generadoras Eléctricas + 35 MMPCD contratos con el segmento industrial), los cuales representan 79% del volumen facturado.

Los ingresos de Cálidda se componen de cinco elementos:

- Ingresos de distribución, que contiene las ventas de distribución de gas natural;

- Servicios de instalaciones internas, representado principalmente por la construcción de la red de gas natural dentro de los hogares (estos ingresos incluyen el derecho de conexión y los ingresos financieros que se derivan del financiamiento de la instalación de estos clientes);

- Ingresos *Pass-through*, que se derivan de los servicios de suministro de gas y de transporte de gas (los cuales además también representan un costo de venta, sin un margen);

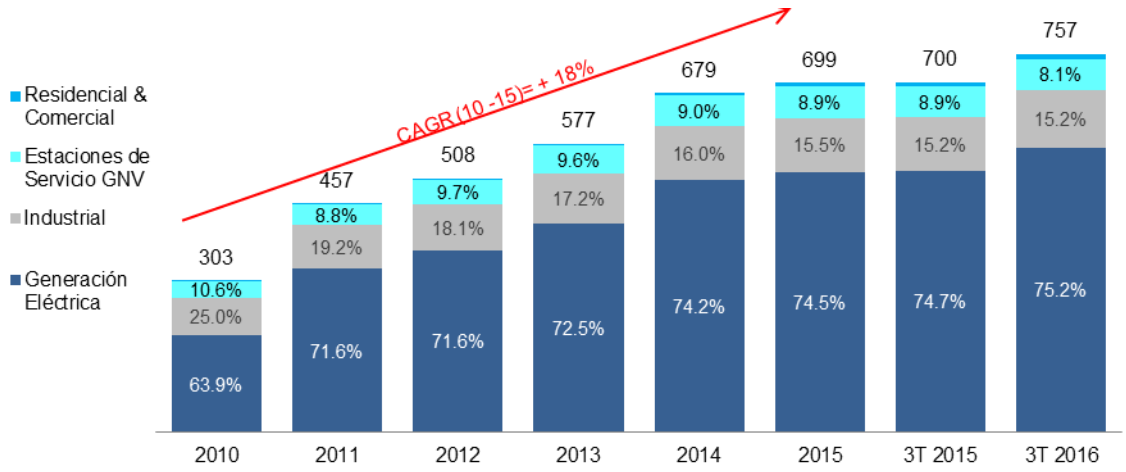
- IFRIC 12, representa una norma contable para las inversiones de la concesión, y

- Otros ingresos, que comprende el mantenimiento y otros servicios no recurrentes, como el servicio de reubicación de tuberías.

El siguiente cuadro resume por segmento de negocio la evolución del crecimiento sustancial año a año en volumen facturado de gas natural.

[1] Perú en cifras inei www.inei.gob.pe

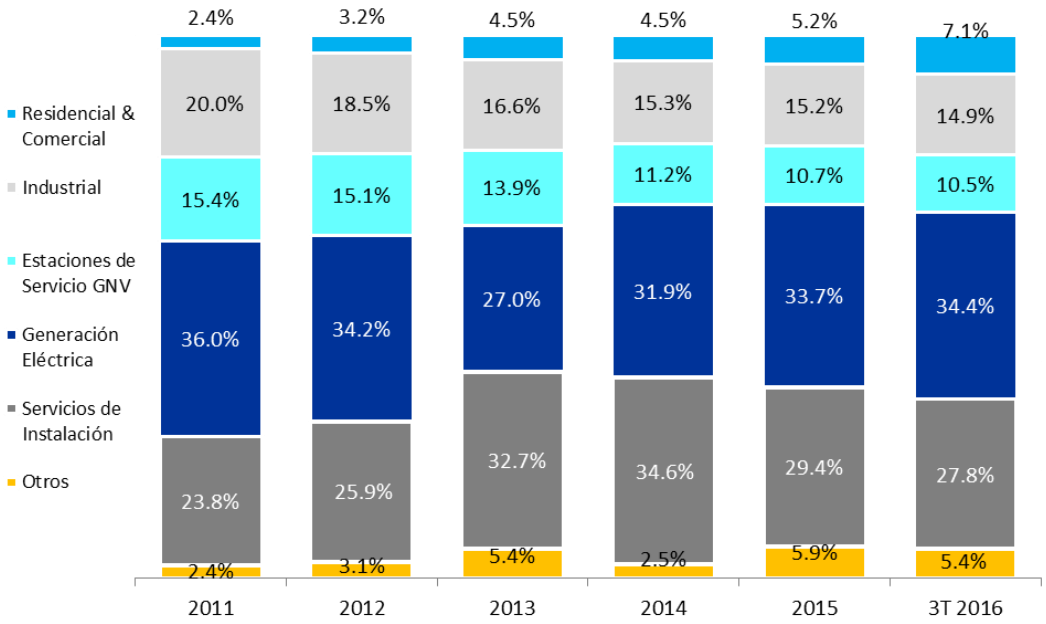
[2] Producto bruto por departamentos 2014 inei www.inei.gob.pe



*Cifras en MMPCD

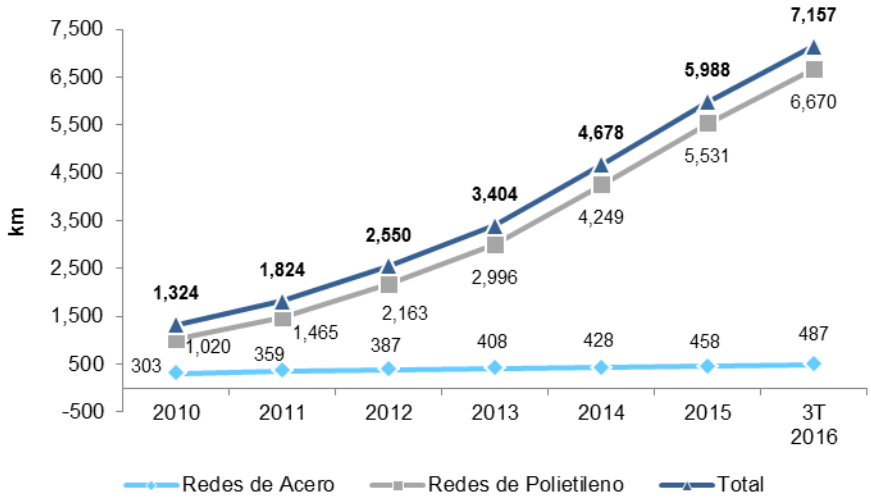
[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

Composición de Ingresos[1] por Segmento de Cliente



(1) Excluyendo ingresos por IFRIC 12 y pass-through .

Red de Distribución



A septiembre del 2016, Cálidda ha construido 1,168 Km, de los cuales 29 Km son de tubería de alta presión en acero y 1,139 Km de tuberías para redes secundarias en polietileno. El sistema de distribución de Cálidda consta de 7,157 Km de tuberías subterráneas.

6.2.8.2.1 Aspectos clave del negocio

Desde agosto del 2004, Cálidda viene operando un sistema de distribución que permite brindar el servicio de gas natural a los clientes residenciales, comerciales, industriales, GNV y generadores eléctricos, ubicados en las ciudades de Lima y del Callao. El Gas Natural distribuído por Cálidda es recibido del sistema de transporte, propiedad de TgP, operado por la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA), en el City Gate, el cual se ubica en el distrito de Lurín a la altura del kilómetro 35 de la Panamericana Sur. Desde allí parte la red principal, que atraviesa la ciudad de sur a norte.

La construccion de la red principal, comenzó en el 2002, culminándose con el inicio de la operación comercial en agosto del 2004, posteriormente se realizó el proyecto de la expasión de la Red Principal el cual fue concluído en el año 2013, lográndose un incremento en la capacidad del sistema de distribución de gas natural de Cálidda de 255 MMPCD a 420 MMPCD (+65%). Actualmente, Cálidda se encuentra en la expansión del sistema de distribución a través de las denominadas otras redes (Redes Secundarias)

En el segmento de generación eléctrica, es importante mencionar la conexión de dos nuevas termoeléctricas en el año 2013: Fénix Power (570 MW) y Termochilca (209 MW) , conectadas en mayo y octubre respectivamente, representando adicionalmente 127 MMPCD de volumen contratado.

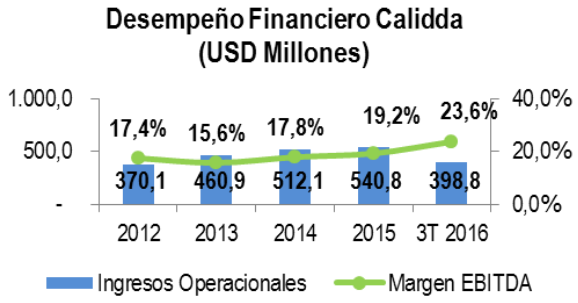
En cuanto al segmento residencial, Cálidda distribuye gas natural en 17 de los 49 distritos de la ciudad de Lima y Callao: Villa El Salvador, Comas, San Juan de Lurigancho, El Agustino, San Miguel, Santiago de Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de Porres, San Juan de Miraflores, San Borja, Villa María del Triunfo, Ate y Callao. Igualmente, en el segmento industrial y estaciones GNV, Cálidda está presente en más de 34 distritos.

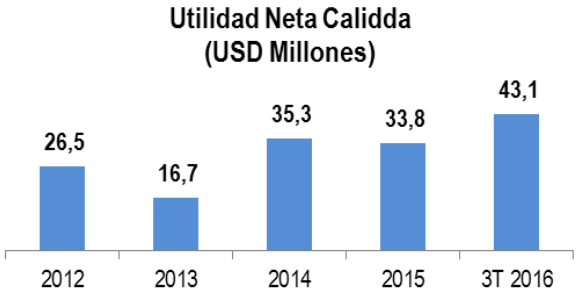
Los datos mas relevantes de la inversión en Cálidda

USD Miles	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	133301	220,528	235,583	230,352	224,804
Resultado neto	26,500	16,728	35,298	30,567	43,069
Reservas	4,310	6,960	8,633	12,163	15,546
Dividendos entregados a EEB				19,061	21,600
Dividendos decretados a EEB				19061	21,600

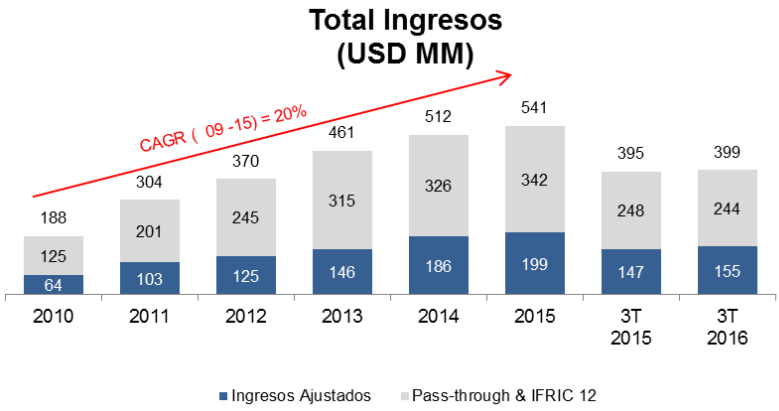
6.2.8.2.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - USD Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Ingresos Operacionales	370,1	460,9	512,1	540,8	398,8
Utilidad Operacional	48,1	53,2	69,6	79,4	73,3
Margen Operacional	13,0%	11,5%	13,6%	14,7%	18,4%
EBITDA	64,4	72,1	91,2	103,7	94,3
Margen EBITDA	17,4%	15,6%	17,8%	19,2%	23,6%
Utilidad neta	26,5	16,7	35,3	33,8	43,1
Margen Neto	7,2%	3,6%	6,9%	6,3%	10,8%

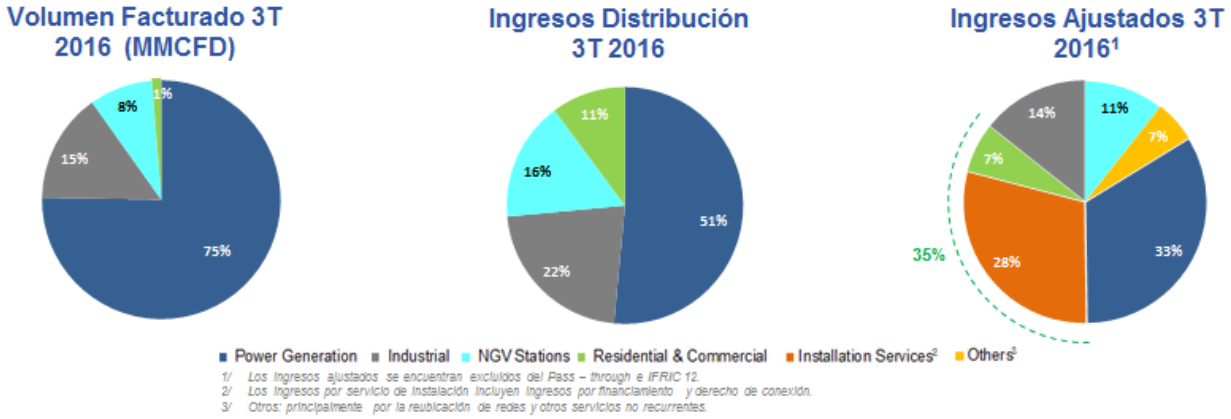




Los Ingresos totales al 3T 2016 fueron de USD 399 Mm (incluyendo pass-through e ingresos por IFRIC 12), siendo estos 1% mayor a los mostrados en el 3T 2015. Sin embargo, los Ingresos totales ajustados se incrementaron en un 6% (USD 155 Mm ante USD 147 Mm) debido principalmente a un aumento en los ingresos provenientes de los contratos Take-or-Pay.

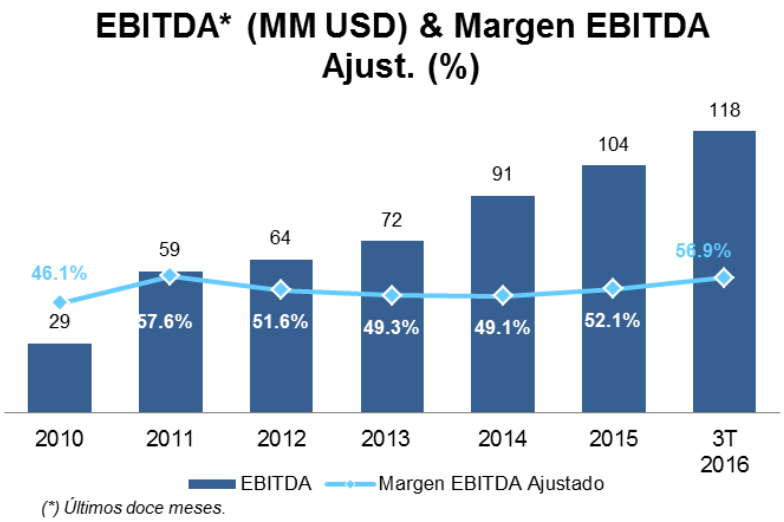


En el siguiente gráfico se puede observar que, a pesar de que el segmento residencial & comercial solo representa el 1% del volumen facturado, este segmento representa el 11% de los ingresos por distribución, y si adicionalmente consideramos los ingresos por servicios de instalación, este segmento representa el 35% de los ingresos ajustados.

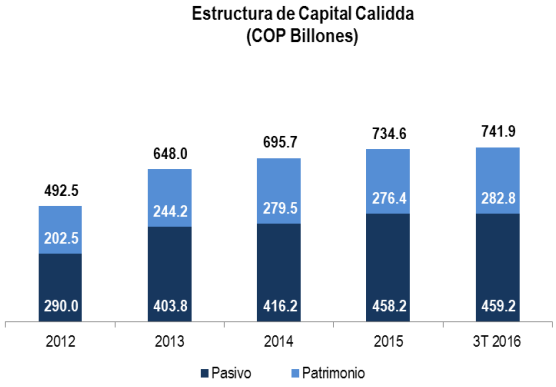


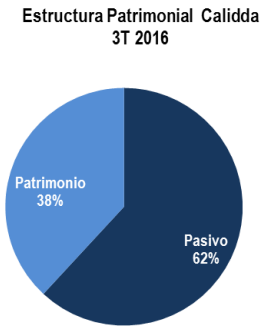
Por otro lado, el segmento de generación eléctrica representa el 75% del volumen facturado, el 51% de los ingresos por distribución pero solo el 33% de los ingresos ajustados.

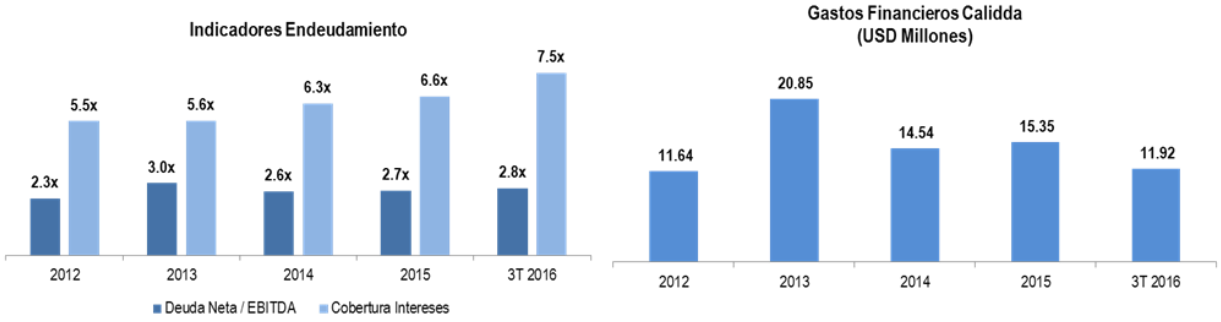
En el 3T 2016, otros ingresos representó el 7% de los ingresos ajustados debido a los ingresos extraordinarios por reubicaciones.



El EBITDA de los últimos 12 meses al tercer trimestre de 2016 asciende a USD 118 Mm, indicando un incremento de 18% en comparación con el reportado al tercer trimestre de 2015, y el Margen EBITDA ajustado aumentó en casi 5 puntos porcentuales debido a una mayor demanda de gas natural, implicando así un incremento en la Utilidad Neta.







6.2.8.2.3 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Red Secundaria	63.0	92.1	83.0	84.8	64.5
Red Principal	33.0	5.4	-	-	-
CapEx	96.0	97.6	83.0	84.8	64.5

Al tercer trimestre de 2016 las inversiones en la expansión de la red ascendían a aproximadamente USD 65 Mm, destinadas principalmente en la construcción de redes de polietileno para la conexión de hogares.

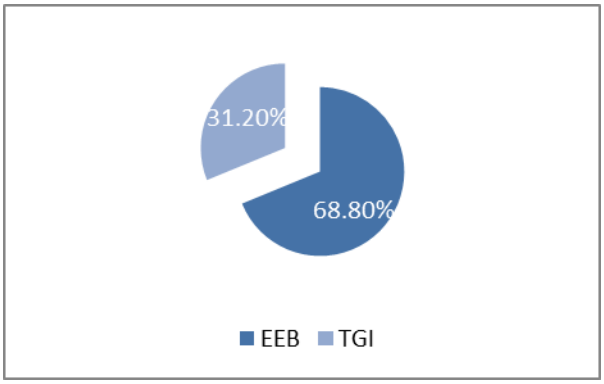
Datos construidos por: EEB / Fuente: Calidda

6.2.8.3 Contugas

Contugas, empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú, es la concesionaria del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, Perú (departamento adyacente al sur de Lima). El sistema de distribución incluye una red de alta presión de más de 330 Km y una red de polietileno de más de 950 Km. A través de Contugas, el Emisor participa en el negocio de distribución y comercialización de gas natural en Perú. El Emisor participa directamente en el 68.8 % de Contugas, y en el restante 31.2% participa de manera indirecta a través de TGI.

Las provincias del departamento de Ica a las cuales ya se les está llevando gas natural son Chincha, Ica, Pisco, Nasca y Marcona. Este es un proyecto con una inversión estimada de USD 366.43 Mm. El departamento de Ica cuenta con consumos de energía industriales importante para sectores de agroindustria, siderúrgica, pesca y estaciones de servicio, entre otros. Así mismo, tiene un potencial para generación térmica puesto que fuera del nodo energético de Lima, es el otro punto de Perú que cuenta con gas natural y líneas de transmisión de 500 kW.

La composición accionaria a 30 de septiembre de 2016:



En la junta general de accionistas de Contugas. celebrada en septiembre de 2016, la compañía amplió su capital social en USD 10,000,000.00 mediante la suscripción de 33,989,999 nuevas acciones, de la siguiente manera:

Aportes recibidos el 15 de septiembre de 2016 (tasa de cambio 3,399 PEN/USD):

Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP	USD 8,000,000.00	27,192,000 acciones
Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP	USD 1,999,933.00	6,797,772 acciones

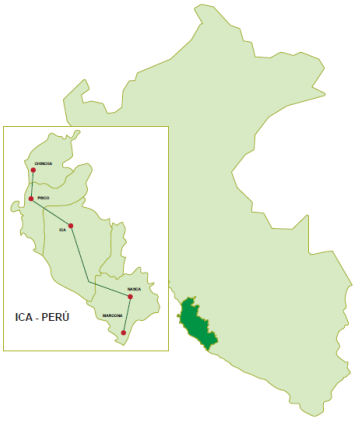
Aportes recibidos el 16 de septiembre de 2016 (tasa de cambio 3,390 PEN/USD):

Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP	USD	67.00	227 acciones

De acuerdo con lo anterior, la nueva composición accionaria de CONTUGAS S.A.C. es la siguiente:

Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP	275,901,948 acciones	68.80%
Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP	125,119,672 acciones	31.20%

Las instalaciones de la empresa estarán ubicadas en los lugares donde se distribuirá el gas natural por red de ductos, en las localidades de Ica, Chincha, Pisco, Nasca y Marcona. Las oficinas administrativas están ubicadas en la ciudad de Lima.



6.2.8.3.1 Aspectos relevantes

- En 2008 se adjudicó la concesión al consorcio EEB-TGI.

- En 2009 se firmó el contrato de concesión por 30 años y se dio inicio a la ingeniería básica y detallada

- Regiones que atiende Contugas: Ica, Pisco, Nazca, Marcona y Chincha 280 Km (Aprox) de gasoducto. Las tarifas de transporte y distribución aplicables a Contugas son las acordadas en el contrato de concesión y estarán en firme durante los primeros ocho años de operación. Después serán revisadas cada cuatro años por el regulador peruano. Las tarifas dependen del nivel de consumo y del tipo de usuario.

- Estructura de financiación: recursos propios y deuda con la banca internacional.

- En 2010 se realizó la adjudicación para la ampliación del servicio de transporte hasta Humay por 8.33 MMPCD.

- En 2010, Contugas inició el proceso de licitación para contratar el suministro y construcción del sistema de transporte.

- En 2010 el estado peruano aprobó el estudio de impacto ambiental del proyecto.

- En 2010, Contugas firma contratos de suministro con Pluspetrol por 46 MMPCD en firme y 37 MMPCD interrumpible, firma contrato de transporte con TgP por 8 MMPCD.

- En 2011, Contugas firma transporte por 38 MMPCD adicionales; logra adjudicación del contrato RPC (Red Troncal y ramales).

- En 2012, inició la construcción de la red troncal, se inaugura sistema de distribución en la ciudad de Pisco.

• En 2013 se inauguró el sistema de distribución en la ciudad de Chincha. Se logró el cierre financiero del Crédito de Mediano plazo (USD 310 Mm a 6 años *tipo bullet*) y se puso en Operación Sector Norte (Pisco e Ica).

• En 2014, puesta en Operación Comercial de todo el Sistema de Distribución de Contugas en la fecha establecida por el contrato BOOT: 30 de abril.

• En 2014, inicio de la prestación del servicio a clientes industriales (textileras, estaciones de servicio, pesqueras, siderúrgicas, etc).

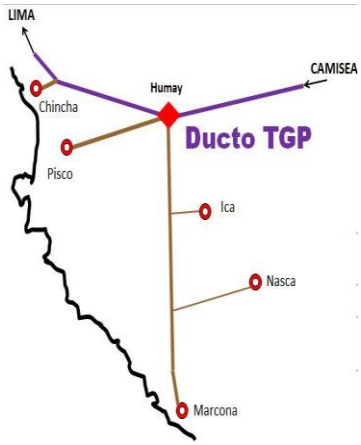
• A finales del mes de febrero de 2014 se habilitó la primera industria que inició consumo de gas natural (Textiles del Valle) y posteriormente se han habilitado una estación de gas natural vehicular, una compañía papelera, tres plantas pesqueras y una siderúrgica.

• A cierre de diciembre 2014, Contugas contaba con más de 29,200 clientes habilitados (con más de 34,900 ventas residenciales realizadas y 33,400 instalaciones internas construidas).

• El 30 de abril de 2015 se cumplió con el hito de habilitar más de 31,625 clientes residenciales, según obligación establecida en el contrato BOOT. El 30 de noviembre de 2015 se cumplió de manera anticipada con la meta de habilitar 35,825 clientes residenciales antes del 30 de abril de 2016.

• Al cierre de 2015 se logró un total de 37,098 clientes de los cuales 52 son industriales, lo que permitió incrementar en un 196% el volumen conectado para grandes clientes.

• A agosto de 2016 se tiene un avance de 95% (38,068 habilitaciones), respecto a la meta de habilitaciones residenciales establecidas para abril de 2017 (40,025).



A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

Datos construidos por: EEB / Fuente: Contugas

6.2.8.4 EEB Energy Re Ltda.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A ESP (EEB), casa matriz del Grupo de Energía de Bogotá (GEB) con sede en Bogotá, Colombia, estableció una compañía aseguradora registrada en Bermuda para simplificar y potenciar su estrategia de financiamiento y cobertura del riesgo.

Actualmente, la estrategia de financiamiento de riesgo está principalmente asociada al ramo de property.

EEB registró EEB ENERGY Re (la Cautiva) como una aseguradora Clase 1 en Bermuda para retener y financiar parte de sus riesgos cuando crea conveniente. La Cautiva reasegurará a los actuales aseguradores de EEB, y adquirirá reaseguro en el mercado comercial para los riesgos que la Cautiva no retenga. Este vehículo optimizará costos y coberturas de los seguros de EEB y sus filiales.

A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

Fuente: EEB

6.2.8.5 Trecsa.

El Gobierno de Guatemala, por medio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), adjudicó la Licitación Abierta PET-01-2009 al consorcio EEB-EDM Proyecto Guatemala, integrado por la Empresa de Energía de Bogotá y Edemtec, el 20 de enero del 2010. Como resultado de la adjudicación se constituyó la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (Trecsa).

A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

Fuente: EEB

6.2.8.6 EEBIS Guatemala

Constituida el 7 de abril del 2011 como filial de EEB para la prestación de servicios complementarios en los sectores de transporte de hidrocarburos por ductos y/o virtual, así como distribución de gas natural, transmisión de energía eléctrica en Guatemala y/o las actividades que de ella se desprenden.

A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

Fuente: EEB

6.2.8.7 EEB International Limited

Vehículo de propósito especial, 100% propiedad de EEB en la legislación de Islas Caimán para desarrollar toda actividad lícita.

A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

Fuente: EEB

6.2.8.8 EEB Perú Holdings Ltda

Vehículo de propósito especial, 100% propiedad de EEB en la legislación de Islas Caimán para desarrollar toda actividad lícita.

A 30 de septiembre de 2016, la compañía ha decretado los siguientes dividendos:

COP Millones	2012	2013	2014	2015	2016
Calidda (Vehiculo EEB Perú Holdings)		-	-	-	61,085

Fuente: EEB

6.2.8.9 EEB GAS S.A.S.

Vehículo de propósito especial, 100% propiedad de EEB en la legislación colombiana para desarrollar toda actividad lícita.

A 30 de septiembre de 2016, la compañía ha decretado los siguientes dividendos:

COP Millones	2012	2013	2014	2015	2016
PROMIGAS (Vehiculo EEB GAS)		-	44,782	63,018	55,598

Fuente: EEB

6.2.9 Participación en Asociadas

A continuación se presentan las principales inversiones en otras sociedades del Emisor al 30 de septiembre de 2016:

6.2.9.1 Emgesa S.A.

EEB participa en el negocio de generación de energía eléctrica en Colombia principalmente a través de Emgesa, compañía domiciliada en la ciudad de Bogotá. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de generación de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a

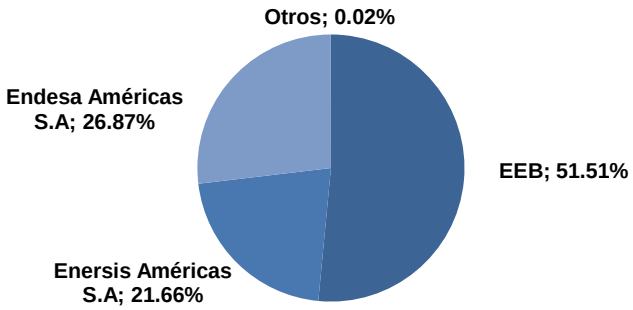
Emgesa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Grupo Enel.

La composición accionaria de Emgesa a 30 de septiembre de 2016:

Accionista	Tipo de acción	Número	%
EEB*	Preferenciales	20,952,601	14.07%
EEB	Ordinarias	55,758,250	37.44%
Enersis Américas S.A	Ordinarias	32,176,823	21.66%
Endesa Américas S.A	Ordinarias	40,019,173	26.87%
Otros	Ordinarias	7,315	0.02%

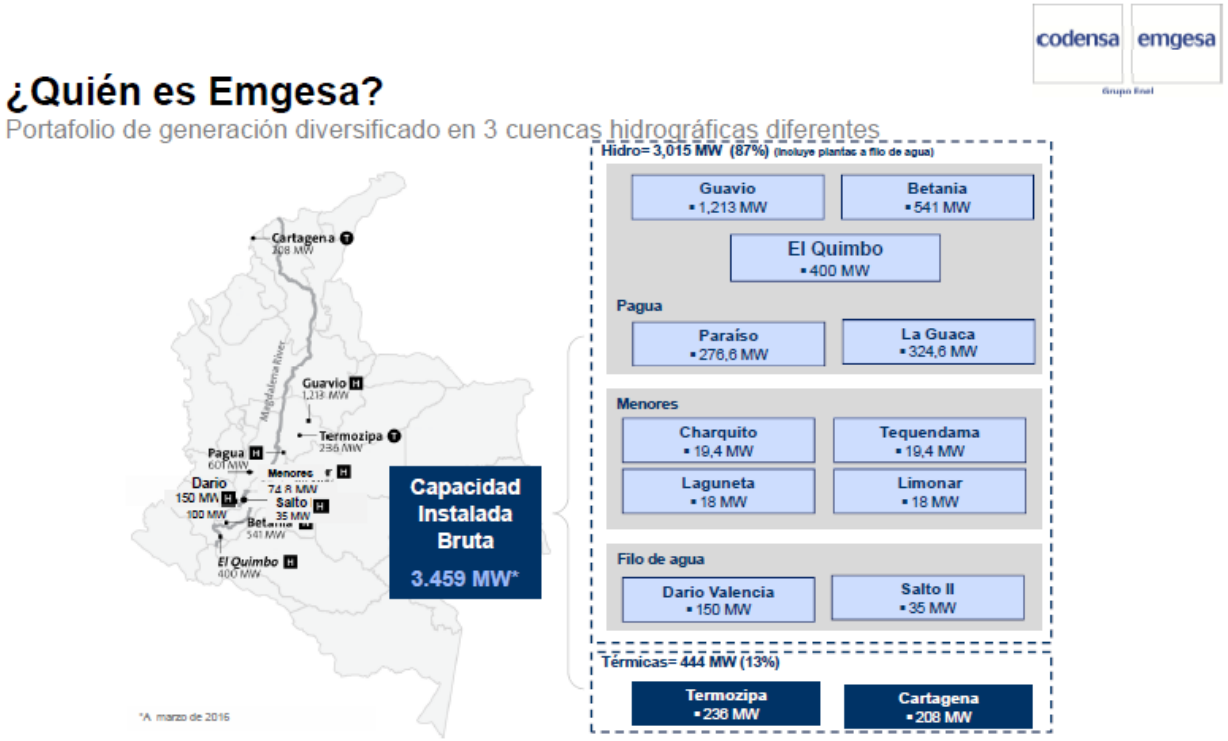
*Acciones preferenciales de EEB sin derecho a voto

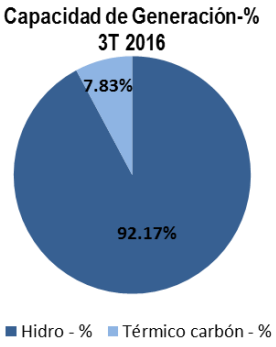
Composición Accionaria Emgesa

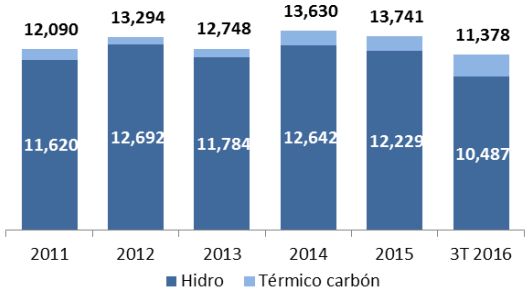


Si bien EEB, es propietaria de 51.5% del capital accionario de Emgesa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente posee el 37.4% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

Emgesa tiene como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica en Colombia. La compañía cuenta con nueve centrales de generación hidráulica y dos de generación térmica.







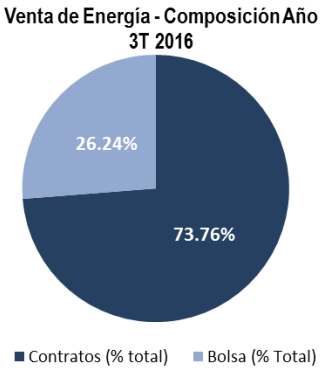
*Cifras en GWh

Durante lo corrido de los primeros nueve meses de 2016 el 92% de la energía se generó con fuentes hídricas entre las cuales se encuentra el Quimbo, y el 8% restante con fuentes térmicas, evidenciando un aumento del 5.7% en la energía generada respecto al año anterior.

Emgesa al contar con un portafolio diversificado, por tener sus centrales de generación en 3 cuencas hidrográficas diferentes y un respaldo de dos centrales térmicas, ha cumplido con todas sus obligaciones de energía firme a pesar de la coyuntura actual. Al tercer trimestre de 2016 los aportes de Emgesa corresponden a 51 GWh/día equivalente al 27% del SIN, mientras que sus reservas corresponden a 2.8 TWh equivalentes al 27% del SIN (10.6 TWh).

***Centrales de generación hidráulica y térmica**:*

Planta	Capacidad
Central hidroeléctrica Guaca	324.6 MW
Central hidroeléctrica Guavio	1,223 MW
Central hidroeléctrica Charquito	19,5 MW
Central hidroeléctrica Betania	541 MW
Central hidroeléctrica Paraíso	276 MW
Central hidroeléctrica Tequendama	19.4 MW
Central hidroeléctrica Limonar	18 MW
Central Hidroeléctrica Laguneta	18 MW
Central Hidroeléctrica Quimbo	**400 MW**
Central Dario Valencia	150 MW
Central Salto II	35 MW
Central térmica Termozipa	236 MW
Central térmica Cartagena	208 MW



Emgesa, en su actividad de generador, comercializa energía en el Mercado Mayorista efectuando ventas de energía a Grandes Clientes, ventas en bloque a empresas generadoras y comercializadoras de energía y transacciones en el Mercado Spot. Históricamente, la política comercial ha determinado que una proporción mayoritaria de las ventas se realice a través de contratos bilaterales lo cual mitiga los riesgos de la volatilidad en los precios de la Bolsa de Energía y por lo tanto otorga mayor estabilidad en el largo plazo a los ingresos de la compañía.

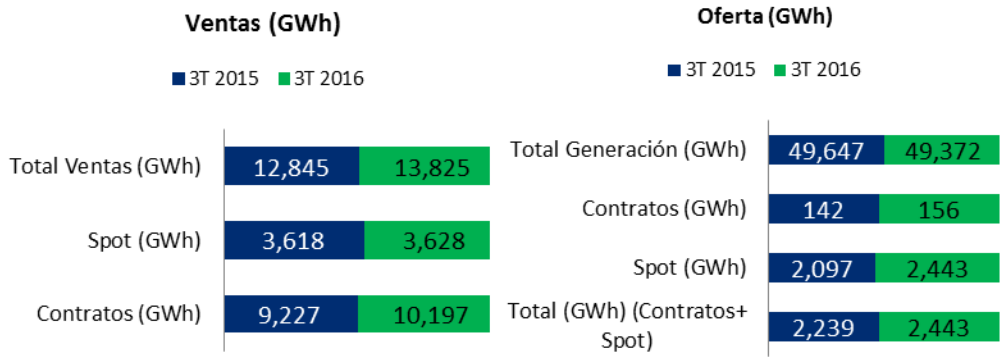
Durante el tercer trimestre de 2016, Emgesa vendió 13,825 GWh, de los cuales el 74% fueron a través de contratos con clientes del mercado mayorista y no regulados y el 26% restante fueron ventas en el Mercado Spot y a través del mecanismo de AGC[3].

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

[3] El mecanismo AGC (Automatic Generation Control) se refiere a la regulación secundaria de frecuencia definida por el sistema energético colombiano para mantener la calidad en el suministro de energía evitando grandes variaciones de frecuencia en el sistema de transmisión nacional.

6.2.9.1.1 Aspectos clave del negocio

Ventas / Ofertas GWh



* Total compras (Compras via contratos y spot)

Al 30 de septiembre de 2016, Emgesa generó 11,378 GWh a través de sus 13 plantas generadoras en el país, lo cual representó una tasa de incremento de 5.7% en comparación con el mismo período de 2015, incremento proveniente mayoritariamente de fuentes hídricas.

La capacidad instalada bruta de Emgesa al cierre del tercer trimestre de 2016 fue de 3,469 MW, un 13.4% superior al mismo periodo del 2015, debido a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica el Quimbo en noviembre 16 de 2015 y a la entrada en operación de la Central Menor Guavio el mes pasado mes de abril aportando 9.9 MW, las cuales adicionaron mayor generación al sistema. En términos de capacidad instalada bruta, Emgesa representa el 21% del país.

La disponibilidad de las plantas de generación de Emgesa se mantuvo en niveles de 92.7% a septiembre de 2016.

Los datos mas relevantes de la inversión en Emgesa S.A.

COP Miles	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	5,721,350,791	5,806,218,543	2,861,661,452	3,558,112,111	
Resultado neto	783,529,388	870,141,109	907,230,000	807,284,039	630,778,605
Reservas*	327,789,283	327,789,283	327,789,283	426,091,925	504,266,180
Dividendos entregados a EEB	345,962,871	405,658,545	822,547,810	97,751,172	419,300,010
Dividendos decretados a EEB	260,492,585	390,218,082	383,251,060	540,207,500	269,728,022

*Reserva legal y reservas ocasionales

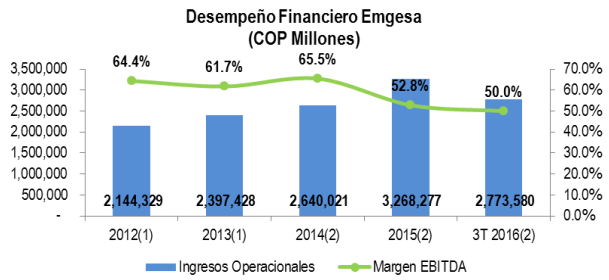
**Otras reservas

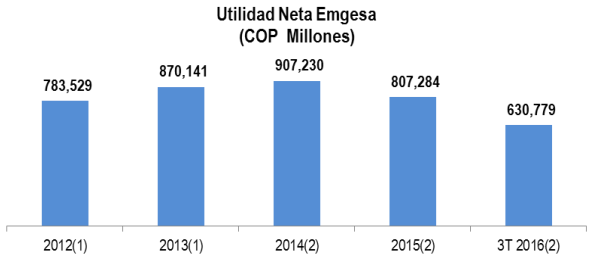
6.2.9.1.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2012(1)	2013(1)	2014(2)	2015(2)	3T 2016(2)
Ingresos Operacionales	2,144,329	2,397,428	2,640,021	3,268,277	2,773,580
Utilidad Operacional	1,234,160	1,330,628	1,575,109	1,560,843	1,407,898
Margen Operacional	57.6%	55.5%	59.7%	47.8%	44.8%
EBITDA	1,380,920	1,480,177	1,728,343	1,725,429	1,553,721
Margen EBITDA	64.4%	61.7%	65.5%	52.8%	50.0%
Utilidad neta	783,529	870,141	907,230	807,284	630,779
Margen Neto	36.5%	36.3%	34.4%	24.7%	20.6%

(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos y el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas.





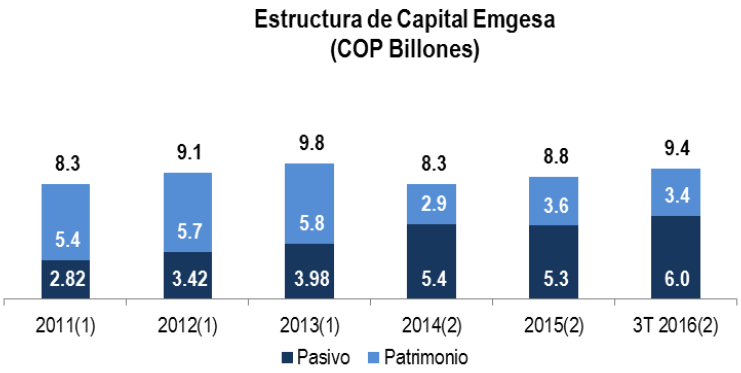
(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

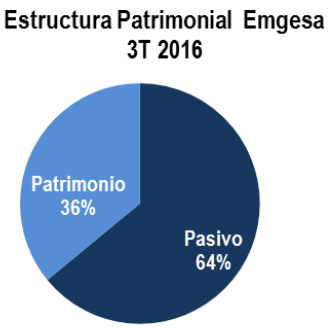
Los ingresos operacionales de Emgesa durante los primeros seis meses de 2016 fueron de COP 2,773,580 Mm, mostrando un crecimiento de 28.0% con respecto al mismo periodo de 2015. Los principales factores que explican este resultado se destacan las mayores ventas de energía a través de contratos a mayores precios, como resultado del efecto favorable del Índice de Precios al Productor (IPP), al cual se indexan la mayor parte de los contratos de venta de energía en el mercado mayorista y de los mayores precios de energía en bolsa por las condiciones de sequía al inicio de 2016.

Por otro lado, los costos de aprovisionamientos y servicios que representan el costo de ventas, ascendieron a COP 1,062,179 Mm durante el tercer trimestre de 2016, lo cual representa un incremento del 55.8% con respecto al 2015, debido al incremento de compras de energía en el Mercado Spot a mayores precios y a los costos de generación asociados a la mayor generación térmica en las plantas Cartagena y Termozipa.

Como consecuencia, se obtuvo un margen de contribución de COP 1,711,401 Mm, un 15.2% por encima de lo obtenido en 2015. El resultado bruto de explotación o el EBITDA creció un 15.7% frente al año anterior, sumando COP 1,553,721 Mm y representando un margen del 50% sobre los ingresos operacionales.

La utilidad neta presentó una reducción de 12.2% frente al resultado del tercer trimestre de 2016 llegando a COP 630,779 millones, representando un margen neto de 20.6%.





(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

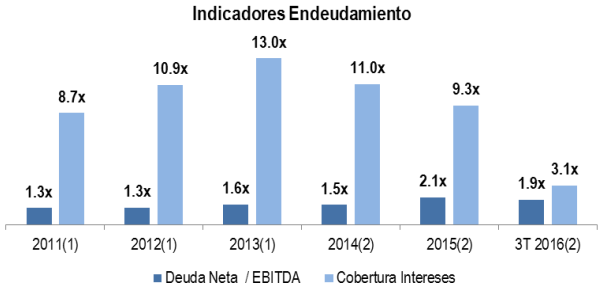
(1) A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas.
(2) Desde 2015 las cifras están bajo NIIF, antes, 2012, 2013 y 2014 son bajo COLGAAP.

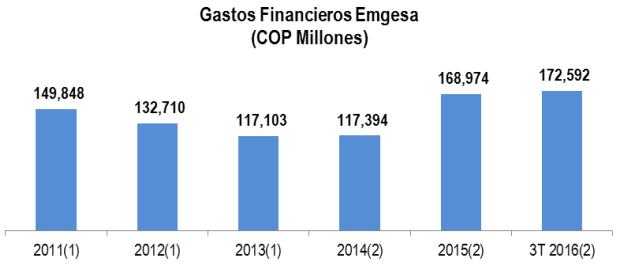
El pasivo total de Emgesa al cierre del tercer trimestre de 2016 fue de COP 6,022,494 Mm, incrementándose un 14.0% frente al, mismo periodo de 2016. El patrimonio de Emgesa fue de COP 3,381,532 Mm, reduciéndose en un 5% frente al mismo periodo de 2015, debido al reparto de dividendos de la utilidad neta de 2014 y 2015.

En cuanto a la estructura financiera de la compañía, el pasivo representó el 64% del total de los activos y el patrimonio el 36%, al cierre del periodo en mención.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

6.2.9.1.3 Endeudamiento





(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

El gasto financiero neto a septiembre 30 de 2016 presentó un incremento del 259.0% con respecto al mismo período de 2015 alcanzando un total de COP 343,244 Mm como resultado de (i) un mayor IPC promedio durante lo corrido de 2016, el 62% de la deuda de Emgesa se encuentra indexado, (ii) la suspensión de la capitalización del gasto financiero asociado al proyecto Quimbo y (iii) mayor saldo de deuda al cierre de septiembre de 2016, producto de las emisiones de bonos en febrero y septiembre 2016.

Por su parte, los ingresos financieros aumentaron en un 267% en comparación con el mismo periodo de 2015, debido a un mayor saldo de caja promedio para inversiones y mayores tasas de rendimiento en el sistema financiero.

INVERSIONES - COP Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
CapEx	503,343	642,787	872,495	1,355,027	117,641

Las inversiones realizadas por Emgesa en lo corrido de 2016 alcanzo los COP 117,641 Mm, concentradas especialmente en inversiones de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas y térmicas de la Compañía, y una proporción en expansión.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

Proyecto El Quimbo

Luego de cinco años de construcción, cerca de diez años después de haber iniciado los estudios de factibilidad y unas 6,500 personas laborando en los diferentes frentes de trabajo, la nueva central hidroeléctrica de El Quimbo inició el 16 de noviembre de 2015, la generación oficial para entregar energía al sistema eléctrico colombiano. La energía anual promedio de El Quimbo es de 2,216 GWh, equivalente a 5% de la demanda nacional. El Quimbo, junto con Betania, constituirá una cadena de generación en el río Magdalena, que aportará 8% de la demanda nacional.

La construcción de El Quimbo es el proyecto más grande abordado en los últimos años por el Grupo Enel en América Latina, con una inversión superior a los USD 1,200 Mm, con lo cual nuestra compañía no sólo ratifica la confianza en Colombia, sino que además pone a disposición un activo que permite entregar más energía al país.

Emgesa suma con El Quimbo 13 centrales de generación - once hídricas y dos térmicas - y una capacidad instalada de 3,459 MW, fortaleciendo su liderazgo en el sector energético colombiano.

Esta mega obra contempla un embalse de 8,250 hectáreas de extensión, 55 kilómetros de largo, una capacidad de almacenamiento de 3,200 hectómetros cúbicos, lo que lo convierte en uno de los embalses más grandes del país, con una presa de 151 metros de alto, un dique auxiliar de 66 metros de altura y un vertedero de cuatro compuertas que permite controlar el nivel del Embalse, además de los túneles de descarga y la estructura de fondo para suministrar el caudal ecológico requerido.

La Central cuenta con dos unidades de generación, turbinas tipo Francis, que suman una potencia total de 400 MW. La inversión total en obras civiles, equipos electromecánicos y la ingeniería asociada alcanza los USD 1.2 billones.

La central hidroeléctrica El Quimbo responde a la planificación energética de Colombia y su entrada en este momento contribuye a garantizar el incremento de la disponibilidad energética necesaria para atender el desarrollo económico y productivo de Colombia.

Hechos Recientes del Proyecto El Quimbo

El 2 de febrero de 2015, los piscicultores del Huila, ubicados en Betania instauraron una acción legal alegando que antes de iniciar el llenado del proyecto El Quimbo, no se retiró en su totalidad el material forestal ni la biomasa.

El 17 de julio de 2015, el Tribunal Administrativo del Huila, resolvió modificar la medida cautelar decretada en las providencias del 5 de febrero y del 11 de junio de 2015, en el sentido de ordenar que no se inicie la generación de energía eléctrica en el proyecto hidroeléctrico El Quimbo hasta que la ANLA certifique que EMGESA haya retirado del vaso del Embalse los desechos forestales y la biomasa, y una vez que esto ocurra, dicha institución garantizará que no existe ningún peligro de contaminación del recurso hídrico.

Mediante Decreto 1979 de octubre de 2015, se autorizó el inicio de la generación de energía eléctrica en el proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Una vez conocido el comunicado oficial No. 56 de la honorable Corte Constitucional, publicado el día 15 de diciembre, mediante el cual informa que declaró inexequible el decreto 1979, que autorizó a la generación de energía del proyecto hidroeléctrico El Quimbo, Emgesa procedió a suspender la prestación del servicio público de generación de energía desde las 0:00 horas del día 16 de diciembre, al permanecer vigente la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila.

El 8 de enero de 2016, Emgesa se notificó del fallo de Tutela emitido por el Juzgado Tercero Penal de Neiva, que ordena de forma transitoria e inmediata a Emgesa la generación de energía con la central hidroeléctrica de El Quimbo.

Durante la primera mitad de Octubre de 2016 se llevaron a cabo reuniones informativas previas a la Audiencia Pública Ambiental de Seguimiento de la Central Hidroeléctrica El Quimbo. Las reuniones fueron convocadas por la ANLA y contaron con la participación de Emgesa y las comunidades involucradas en el área de influencia de la central (envío comunicados de algunas de las reuniones realizadas). En estas reuniones las comunidades e interesados expusieron sus casos frente a la central, al tiempo que Emgesa demostró los planes de acción y aplicación de compromisos adquiridos con el desarrollo del proyecto.

El pasado 11 de noviembre se llevó a cabo en Garzón Huila la audiencia pública en la cual participó Emgesa, la ANLA, CAM, la Gobernacion del Huila entre otros interesados. En este espacio se llevaron estudios en los que se discutió entre otros temas, los compromisos de la licencia ambiental de la central, el cumplimiento de los niveles de oxígeno de las aguas salientes de la central, entre otros temas. Los estudios y peticiones de las comunidades se recogieron y entrarán en estudio dentro del proceso legal que se adelanta sobre la central.

A la fecha, debido a la naturaleza del asunto jurídico, no se tiene una fecha estimada para recibir el fallo.

Inversiones relevantes

La construcción de El Quimbo implicó inversiones relevantes destinadas a infraestructura, medioambiente y comunidades.

En infraestructura física se invirtieron cerca de COP 523,000 Mm en el departamento y en los municipios del área de influencia, para una nueva infraestructura, más moderna y eficiente, dentro de las que se destacan:

- El viaducto más largo del país, 1.7 kilómetros, que conecta al municipio de Garzón con El Agrado. (Más de 103 mil millones de Pesos).
- 11 kilómetros de vías construidas que cuentan con las mejores especificaciones técnicas y condiciones de movilidad y seguridad. (151 mil millones de Pesos).
- 12.5 kilómetros de nuevas redes eléctricas y de telecomunicaciones.
- 5 plantas de tratamiento de aguas residuales.
- 6 puertos de embarque para aprovechamiento del Embalse.

Previo al inicio del llenado del Embalse, Emgesa abordó todo un proyecto para la adecuación del vaso del Embalse, consistente en el aprovechamiento forestal, retiro de madera y biomasa y manejo de macrófitas, entre otras, con una inversión que supera los 150 mil millones de Pesos.

En total, la Compañía retiró más de 530 mil m^3 de madera y biomasa.

En lo social, las inversiones superaron los 358,000 millones de Pesos colombianos, beneficiando de manera directa el desarrollo de las comunidades y el fomento agrícola de la región. Estas inversiones han permitido la construcción de zonas de reasentamiento con una moderna infraestructura comunitaria, el desarrollo de programas de restitución de empleo a través de nuevos proyectos productivos y el aporte para proyectos de desarrollo local en los municipios del área de influencia.

En el aspecto ambiental, se invirtieron más COP 103,300 Mm principalmente en la adquisición de las 11,079 hectáreas para el plan de restauración ecológica más importante que se ha llevado a cabo en Colombia en bosque seco tropical; el desarrollo de estudios de fauna, flora y recurso íctico, y el rescate de más de 26 mil animales y 45 mil peces en la fase previa al llenado.

Adicionalmente, se realizaron inversiones importantes de más de COP 17,200 Mm en materia de arqueología, con el fin recuperar 50,000 fragmentos cerámicos y más de 100 piezas

arqueológicas entre vasijas, cuentas de collar, orfebrería y artefactos líticos que hacen parte del patrimonio cultural de la Nación.

De igual manera, se destinó 1% del total de inversión en las obras, más de 11,000 millones de Pesos colombianos, para la protección del recurso hídrico en el departamento de Huila, que está en proceso de implementación.

Principales beneficios

La construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo ha sido motor de progreso para la región. No solamente implicará beneficios técnicos para la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico del país y para el abastecimiento de energía, sino también importantes contribuciones para Huila.

Los nuevos lugares de asentamiento han significado una importante mejora en la calidad de vida de los pobladores y mayores oportunidades para la puesta en marcha de proyectos productivos y generación de empleo:

- Más de 130 familias cuentan con nuevas casas dotadas con servicios públicos.
- Infraestructura comunitaria con tres escuelas nuevas, tres capillas, tres centros de acopio y cinco sitios de recreación y deportes.
- Más de 1,000 hectáreas para desarrollo de planes de producción agropecuaria.
- Dos mil personas formadas a través del SENA en temas de administración y producción para contribuir con la sostenibilidad de los proyectos que emprendan, con una inversión de más de 56 mil millones de Pesos para capital semilla.
- Potencial para el desarrollo de programas turísticos y actividades alrededor del Embalse que contribuyen a mejorar la competitividad de la región.

Las obras construidas por Emgesa S.A. E.S.P. durante el desarrollo de la central hidroeléctrica de El Quimbo han representado mejoras importantes en la seguridad vial y movilidad de la región, y han permitido mejoras en aspectos como calidad de los servicios públicos (energía, alcantarillado y agua), entre otros.

Los estudios realizados durante estos años de construcción le dejan al departamento un capital de conocimiento importante sobre recursos naturales, fauna y flora, que les proveerán a las autoridades nueva información para tomar decisiones con un mayor sustento académico y un mejor conocimiento de la biodiversidad.

La entrada en operación comercial de la central hidroeléctrica de El Quimbo permitirá que la Corporación Autónoma del Magdalena (CAM) y 18 municipios y distritos de la zona de influencia reciban importantes recursos por concepto de la Ley de Transferencias; se estima que Emgesa aportará anualmente más de 7 mil millones de Pesos.

Datos construidos por: EEB / Fuente: EMGESA

6.2.9.2 Codensa S.A.

A través de Codensa, empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá, el Emisor participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de distribución de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a Codensa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Endesa, Enersis y Chilectra.

Codensa tiene como objeto principal 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 y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La Compañía además ejecuta otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Gestiona, opera, celebra y ejecuta contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos. Y vende o presta bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país, relacionados con los servicios públicos***.***

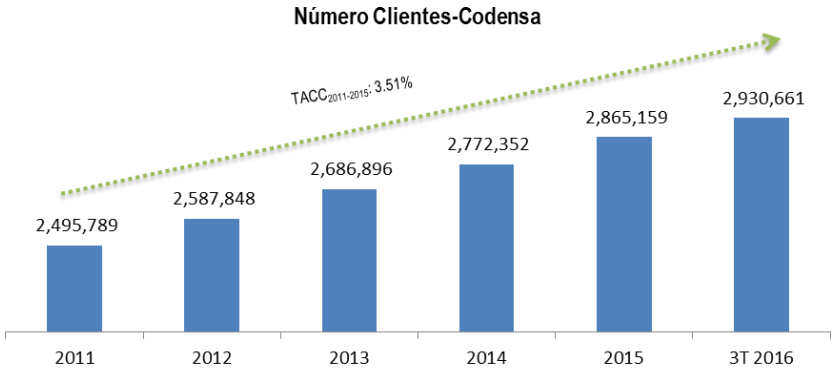
Si bien EEB, es propietaria de la mayoría del capital accionario de Codensa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente tiene el 36.36% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

El negocio de distribución y comercialización de Codensa es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. La metodología de tarifas de la compañía es revisada cada cinco años y actualmente la CREG se encuentra en un proceso de revisión.

Codensa y –la EEB anunciaron la finalización del proceso de fusión entre la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP (EEC), Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP (DECSA) y Codensa, oficializada mediante la firma de la escritura pública correspondiente, radicada el 30 de septiembre de 2016 en la Cámara de Comercio de Bogotá.

6.2.9.2.1 Aspectos clave del negocio

INDICADORES	2011	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Demanda energía Codensa GWh-año	13,612	13,829	14,352	14,726	15,048	14,715
Demanda nacional energía GWH/año	57,150	59,367	60,892	63,571	66,173	66,619
Participación de mercado - % demanda	23.6%	23.6%	23.6%	23.2%	22.7%	22.1%
Clientes – No	2,495,789	2,587,848	2,686,896	2,772,352	2,865,159	2,930,661
Pérdidas - %	7.8%	7.3%	7.0%	7.2%	7.3%	7.2%



La demanda de energía acumulada en el área de Codensa fue de 14,715 GWh lo que representó una tasa de decrecimiento del 2.14% frente al mismo periodo del año anterior. La demanda de energía ha mostrado una tendencia de desaceleración en lo corrido del año, presentando un leve incremento de 1.62% en lo corrido del año 2016 frente a crecimiento históricos superiores al 3.5%. En la zona específica de Codensa, esto se debe a la caída de la demanda residencial, comercial y oficial en línea con la menor dinámica económica del país en lo corrido del año 2016.

Durante el tercer trimestre de 2016 Codensa distribuyó el 22.1% de la demanda de energía nacional y el 20.9% de la demanda regulada del país. El 63.3% de la energía distribuida por Codensa en este periodo correspondió al Mercado Regulado, el 30.4% a otros comercializadores a través de peajes y el 6.3% a energía transferida a otros operadores de red a través de las redes de Codensa.

Entre enero y septiembre de 2016 Codensa incorporó 87,149 nuevos clientes a su red llegando a un total de 2,930,661 clientes en Bogotá y 103 municipios más en el centro del país. Si se tienen en cuenta los clientes de la Empresa de Energía de Cundinamarca, compañías absorbida por Codensa desde el primero de octubre de 2016, se habría alcanzado un total de 3,226,886 de clientes.

El indicador medio de pérdidas totales de energía del área de distribución atendida por Codensa se situó en 7.22% para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016, mostrando una disminución frente al 7.32% observado durante el mismo periodo de 2015. Esta disminución de 0.1% se explica por los ajustes en la medición de pérdidas realizadas en octubre de 2014, las cuales elevaron temporalmente el resultado.

Los datos mas relevantes de la inversión en Codensa COP Miles	2011	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	2,636,114,097	3,121,114,187	3,148,431,815	1,883,849,244	2,323,268,707	-
Resultado neto	457,663,973	510,992,818	535,910,519	430,325,256	473,905,000	410,992,398
Reservas*	57,567,062	57,567,062	57,567,062	57,567,062	134,562,808	177,592,044
Dividendos entregados a EEB	237,156,866	69,624,145	264,951,135	460,699,252	41,040,018	247,050,033
Dividendos decretados a EEB	249,205,675	179,121,825	257,585,056	240,464,657	286,044,276	143,519,426

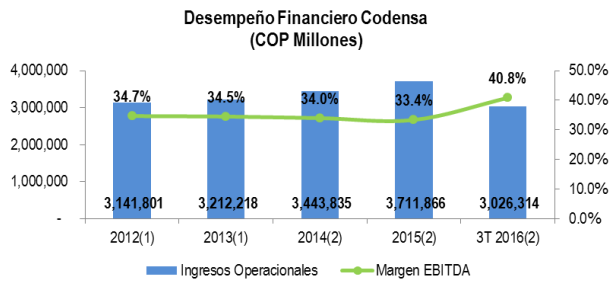
*Otras Reservas

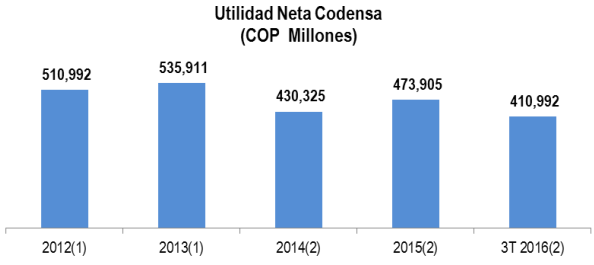
6.2.9.2.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2012(1)	2013(1)	2014(2)	2015(2)	3T 2016(2)
Ingresos Operacionales	3,141,801	3,212,218	3,443,835	3,711,866	3,026,314
Utilidad Operacional	828,501	854,121	918,016	988,696	818,955
Margen Operacional	26.4%	26.6%	26.7%	26.6%	26.8%
EBITDA	1,089,045	1,108,179	1,170,377	1,238,636	1,014,766
Margen EBITDA	34.7%	34.5%	34.0%	33.4%	40.8%
Utilidad neta	510,992	535,911	430,325	473,905	410,992
Margen Neto	16.3%	16.7%	12.5%	12.8%	13.8%

(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

(1) A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas.
(2) Desde el 2015 las cifras están bajo NIIF, antes, 2012, 2013 y 2014 son bajo COLGAAP





(1)Cifras Colgaap
(2)Cifras NIIF

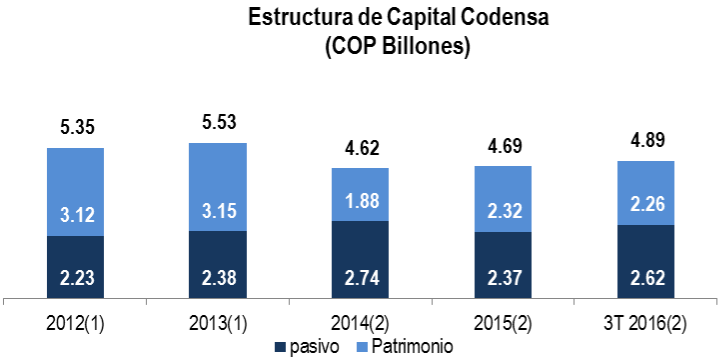
Los ingresos operacionales de Codensa entre enero y septiembre de 2016 alcanzaron un monto de COP 3,026,314 Mm presentando un crecimiento de 11.4% con respecto al mismo período del año anterior. Este resultado estuvo explicado principalmente por la variación positiva del IPP en lo corrido del año con respecto a 2015, impactando positivamente el cargo por comercialización de la compañía

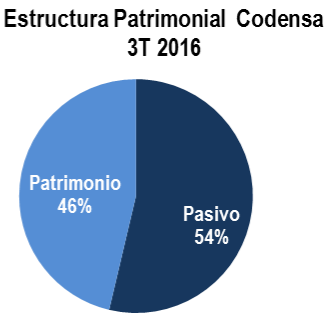
De otro lado, los aprovisionamientos y servicios que representan el costo de ventas ascendieron a COP 1,737,224 Mm, lo cual resultó en un incremento de 14% con respecto al mismo período del año anterior. La razón principal está relacionada con mayores compras de energía a mayores precios por el efecto del fenómeno del Niño en los precios de bolsa, e incremento en costos de mantenimiento y arreglo de la red debido a fallas por temporada de lluvias en la zona de influencia de Codensa.

Por su parte, los gastos de personal y los gastos fijos de explotación presentaron un decrecimiento de 1.3% con respecto al período enero a septiembre de 2015, alcanzando un total de COP 274,324 Mm.

Codensa registró una utilidad neta de COP 410,992 Mm durante el periodo enero a septiembre de 2016, presentando un aumento de 9,8%respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente al comportamiento favorable del EBITDA y mejoras de los indicadores de operación. Este resultado representó un margen neto del 13.8% sobre el total de los ingresos operacionales de enero a septiembre de 2016.

El EBITDA de Codensa fue de COP 1,014,766 Mm, mostrando un incremento del 11% con respecto al mismo período de 2015 y un margen de 40.8% sobre los ingresos operacionales.



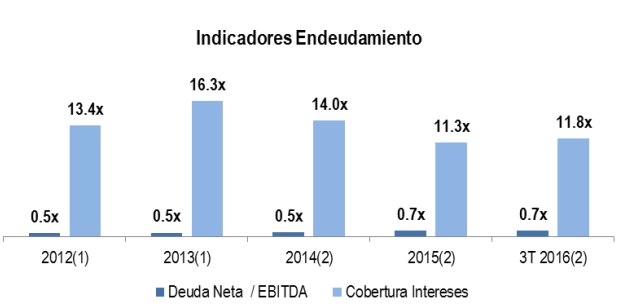


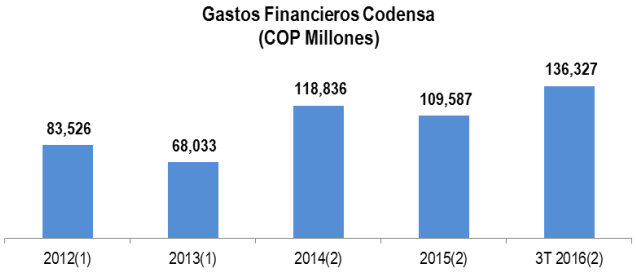
(1) A partir de 2015 la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por el Gobierno Colombiano en cuanto a convergencia a estas normas.
(2) Desde 2014 las cifras están bajo NIIF, antes, 2012, 2013 son bajo COLGAAP.

Al 30 de septiembre de 2016 los activos de la Compañía ascendieron a COP 4,887,275 Mm, de los cuales la propiedad, planta y equipo representó el 77% sumando COP 3.738.873 Mm y la caja e inversiones temporales representaron el 6% con COP 292,252 Mm. Frente al corte del 31 de diciembre de 2015, el total de activos presentó un incremento del 4.2%.

El pasivo total de Codensa al tercer trimestre de 2016 fue de COP 2,624,133 Mm de Pesos, incrementándose un 10.8% frente al mismo periodo de 2015, mientras que el patrimonio de la Compañía fue de COP 2,263,187 Mm, disminuyéndose en un 2.6% frente al 30 de septiembre de 2015. En cuanto a la estructura financiera de la compañía, el pasivo representó el 54% del total de los activos y el patrimonio el 46% de los activos. La deuda financiera correspondió al 31% del total de los activos.

6.2.9.2.3 Endeudamiento





El gasto financiero neto a septiembre de 2016 presentó un aumento de 36.1% con respecto al mismo periodo. El gasto financiero bruto aumentó en un 30.6% totalizando COP 136,327 Mm de Pesos, como resultado de la mayor variación del IPC (doce meses) durante 2016 en comparación con el mismo período de 2015, indicador al cual se indexan los intereses del 70% de la deuda vigente de Codensa.

Al cierre de septiembre de 2016, la totalidad de la deuda financiera de Codensa, incluyendo intereses ascendió a COP 1,501,091 Mm. Presentando un incremento de 26.2% con respecto al saldo de diciembre de 2015 como resultado de la contratación de dos créditos indexados a pesos con Bank of Tokyo Mitsubishi OFJ por un monto agregado de COP362,000 millones en el primer semestre de 2016, acompañado de la emisión del Cuarto tramo del programa de emisión y colocación de bonos de Codensa el 15 de septiembre de 2016, a un plazo de 4 años y una tasa de 7.7% E.A. Estos recursos se han empleado en la refinanciación de vencimientos de obligaciones financieras y en atender las necesidades de Capex de la compañía.

6.2.9.2.4 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
CapEx	646,645	280,634	373,119	454,735	429,425

Datos construidos por: EEB / Fuente: CODENSA

Durante el 2016 se han realizado inversiones por COP 429,425 Mm, mostrando un 220% con respecto al mismo período del año anterior. Del total de inversiones, el 54% se orientó a mejorar la calidad del servicio, crecimiento de conexiones de la red para clientes y telecontrol. El 46% restante se destinó principalmente al mantenimiento de las redes existentes, alumbrado público, mejoras tecnológicas, inmuebles y flota comercial y operativa.

6.2.9.3 Red de Energía del Perú S.A. – REP

A través de REP, empresa domiciliada en la ciudad de Lima, Perú, el Emisor participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú. REP es la empresa más importante de transmisión eléctrica de Perú. Fue constituida en julio del 2002 para explotar, operar y efectuar el mantenimiento de una concesión del Estado peruano. Sus socios fundadores fueron ISA y Transelca S.A. E.S.P. El 31 de julio de 2002 se incorporó como accionista EEB, que adquirió el 40% de las acciones de la sociedad.

La concesión de REP le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir del 5 de septiembre del 2002.

El contrato de concesión fija la Remuneración Anual Garantizada - RAG en Dólares y establece que ésta no podrá ser modificada durante la vigencia del contrato de concesión, salvo por el ajuste a realizarse cada año por la variación en el índice *Finished Goods Less Food and Energy*, publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de Estados Unidos.

En el 2006 se suscribió un acuerdo marco con el MINEM para la realización de las inversiones por ampliaciones en la cual se estableció el mecanismo de remuneración denominado Remuneración Anual por Ampliaciones-RAA, en el cual se asegura la recuperación de toda la inversión, definiéndose que la remuneración correspondiente cubre la anualidad del valor de la inversión auditada más la retribución por operación y mantenimiento.

REP cuenta con 46 subestaciones y 5,837 kilómetros de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kW, que unen 19 departamentos del país. Las operaciones de su sistema eléctrico son efectuadas en coordinación con el COES, en adecuadas condiciones de calidad, seguridad y economía. Para garantizar la continuidad de la operación remota de sus subestaciones, REP cuenta con dos centros de control, los cuales operan en jerarquía principal y de respaldo, interconectados en tiempo real. El centro de control principal está localizado en su sede central de San Isidro en Lima y el de respaldo en la subestación Socabaya en Arequipa.

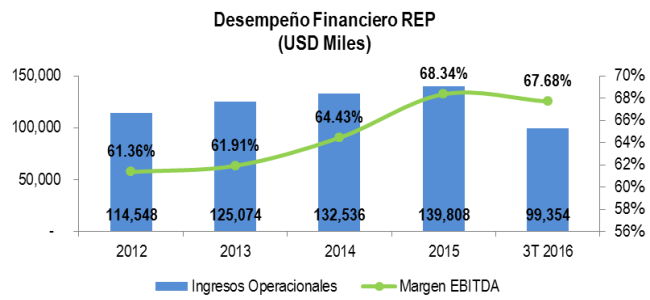
6.2.9.3.1 Aspectos clave del negocio

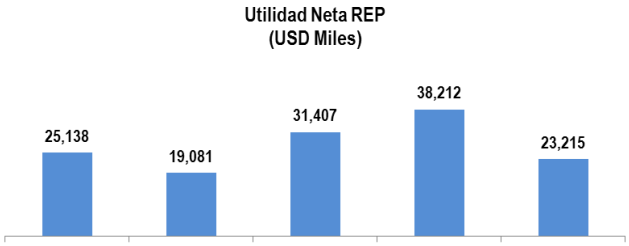
	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Disponibilidad	99.50%	99.60%	99.60%	99.46%	99.30%
Longitud líneas de transmisión - Km	6,231	6,231	6,233	6,317	6,318
Años restantes de concesión **	20	19	18	17	16

6.2.9.3.2 Resultados financieros

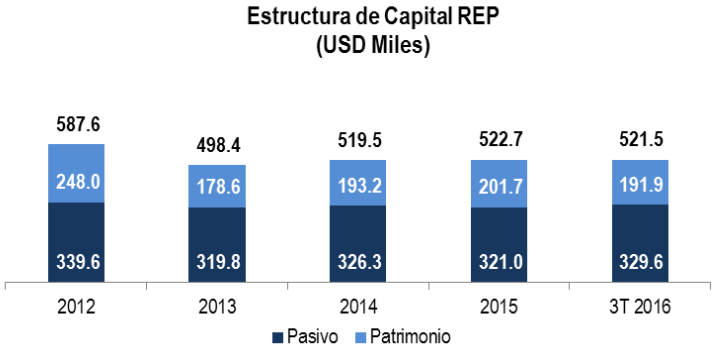
Los datos mas relevantes de la inversión en REP - USD MM

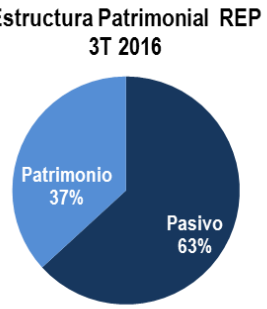
	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7
Resultado neto	25.1	10.6	28.6	38.2	23.2
Reservas	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Dividendos entregados a EEB	-	80.0	14.0	26.0	15.3
Dividendos decretados a EEB	-	-	-	-	





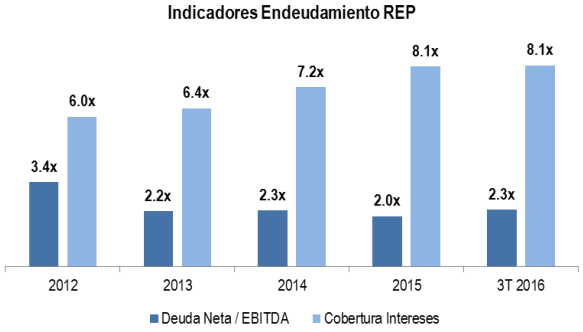
REP presenta históricamente mayores ingresos producto de la actualización de la tarifa y las nuevas ampliaciones en operación. El costo de transmisión ha disminuido en el 2016 debido a los cambios en la estimación de mantenimiento mayor y remplazos. Las provisiones son menores debido a la actualización de la metodología y con ello la mejora en la estimación real. Menores gastos financieros producto de mayores gastos capitalizados por las ampliaciones en construcción. REP alcanza mayores niveles de EBITDA por el incremento en los ingresos por los servicios de operación y mantenimiento, servicios técnicos especializados y servicios complementarios que mantiene con terceros; y por la puesta en operación de la ampliación 12 y 13; asimismo, el servicio de gerenciamiento de las empresas vinculadas Consorcio Transmantaro e ISA Perú.

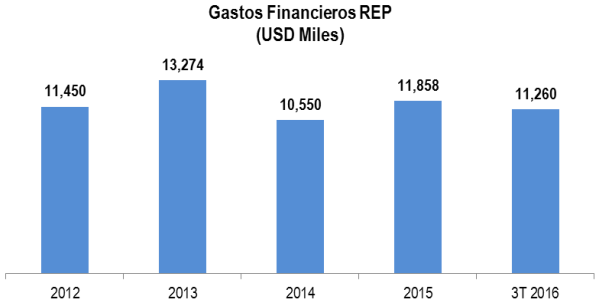




6.2.9.3.3 Endeudamiento

Menores gastos financieros producto, de mayores gastos capitalizados debido a las ampliaciones en construcción.





6.2.9.3.4 Inversiones

INVERSIONES - USD MM	2012	2013	2014	2015	3T 2016
CapEx	36.41	20.87	47.78	29.40	22.51

Desde el 2011 se iniciaron a las ampliaciones a la concesión de REP contratadas con el estado peruano.

Proyectos de inversión REP

- Ampliación 13: Valor de la inversión USD 17.2 Mm. Fecha de entrada en operación, 2T 2017.
- Ampliación 17: Valor de la inversión USD 28.8 Mm. Fecha de entrada en operación, 2T 2017.

Los datos mas relevantes de la inversión en REP - USD MM

	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7
Resultado neto	25.1	10.6	28.6	38.2	23.2
Reservas	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Dividendos entregados a EEB	-	31.7	4.7	8.8	16.9
Dividendos decretados a EEB	-	31.7	4.7	8.8	16.9

Datos construidos por: EEB / Fuente: REP

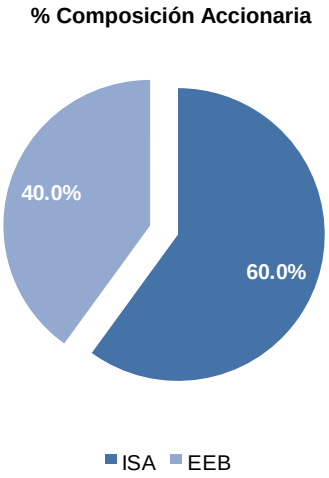
6.2.9.4 Consorcio Transmantaro S.A - CTM

A través de CTM, el Emisor participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú. En 1998, se suscribió el contrato de concesión del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya con CTM. Dicho contrato tiene un plazo de 33 años, contados a partir del 27 de febrero de 1998, luego del cual los bienes objeto de la concesión serán transferidos al estado peruano. El 8 de octubre del 2000, CTM comenzó la operación de la Interconexión Mantaro-Socabaya. El 12 de diciembre de 2006 Interconexión Eléctrica S.A. y EEB asumieron como nuevos operadores estratégicos de la concesión.

La composición accionaria a 30 de septiembre de 2016:

Accionista	Número	%
ISA	**491,932,355**	60.00%
EEB	**327,954,904**	40.00%

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]



CTM es una empresa focalizada en la actividad de transmisión eléctrica como concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que une el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. En este contexto, CTM construye, opera y mantiene las redes de transmisión de energía eléctrica, y desarrolla sistemas y servicios de telecomunicaciones. El Emisor participa directamente en un 40% del capital de CTM.

La concesión de CTM le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir de octubre de 2000.

6.2.9.4.1 Aspectos clave del negocio

INDICADORES	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Disponibilidad de red	99.8%	99.7%	99.5%	99.8%	99.6%
Longitud líneas de transmisión - Km	2,246	2,465	2,792	3,181	3,181
Años restantes de concesión **	19.00	18.00	17.00	16.00	15.00

** Concesión 33 años a partir del 27 de febrero de 1998

Convenio de Estabilidad Tributaria

En virtud del Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito entre el estado peruano y CTM, se garantiza la estabilidad tributaria y laboral en los siguientes términos:

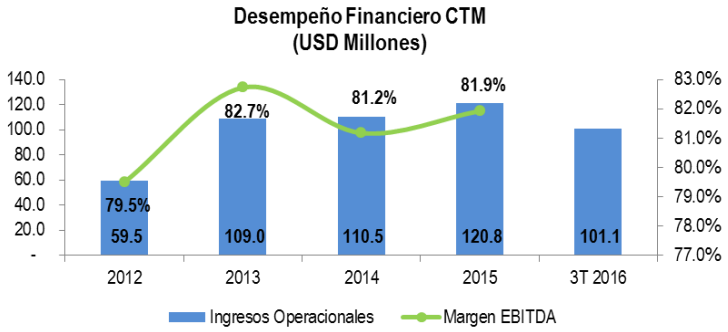
- Impuesto a la Renta: Implica que el citado impuesto no será modificado mientras esté en vigencia el citado convenio. De acuerdo con lo anterior, durante la vigencia del convenio se aplicará el impuesto a la renta con la tasa del 30% sobre la renta neta.

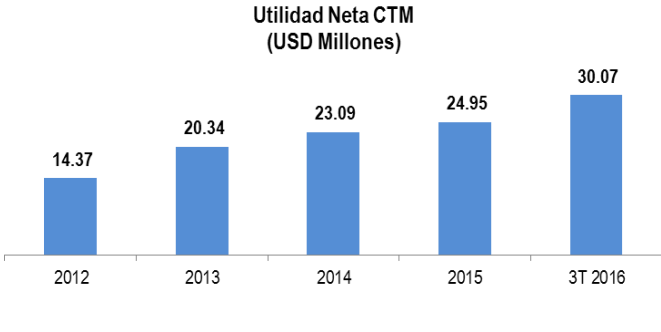
- Regímenes de contratación de los trabajadores: Mientras esté vigente el convenio, se mantendrá estable el régimen de contratación laboral en las distintas modalidades.

El convenio rige desde el 24 de febrero de 1998 y tiene vigor durante la vigencia del contrato de concesión.

6.2.9.4.2 Resultados financieros

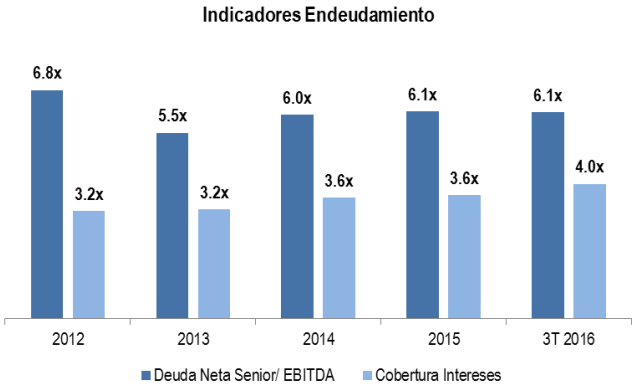
RESULTADOS FINANCIEROS - USD Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Ingresos Operacionales	59.5	109.0	110.5	120.8	101.1
Utilidad Operacional	31.5	66.2	62.2	68.4	63.4
Margen Operacional	53.0%	60.7%	56.3%	56.6%	62.7%
EBITDA	47.29	90.20	89.71	99.00	89.22
Margen EBITDA	79.5%	82.7%	81.2%	81.9%	88.3%
Utilidad neta	14.37	20.34	23.09	24.95	30.07
Margen Neto	24.2%	18.7%	20.9%	20.6%	29.8%

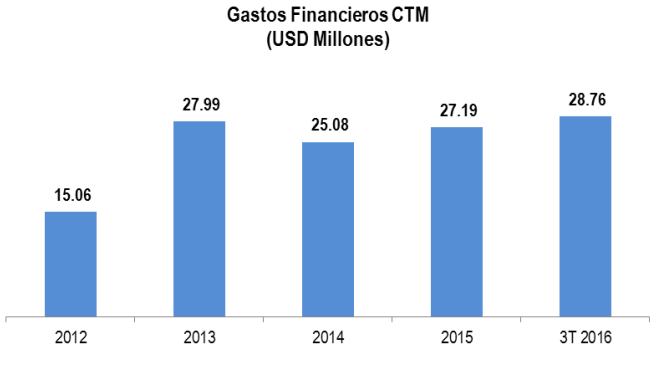




Durante el tercer trimestre de 2016, el incremento de los ingresos operacionales en CTM se debe a la entrada en operación de los proyectos Trujillo Chiclayo y Machu Picchu Cotarusse. El costo de transmisión se incrementa por el servicio de operación y mantenimiento de las nuevas líneas. Con fecha 22 de julio 2015 se reportó la adjudicación de la Buena Pro a favor de ISA de la concesión del proyecto relacionado al diseño, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento del proyecto "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas", a cargo de ProInversión.

6.2.9.4.3 Endeudamiento





Se observa mayores gastos financieros al 2016, producto del menor importe de la capitalización de intereses relacionado con la puesta de operación del proyecto L.T Trujillo – Chiclayo.

6.2.9.4.4 Inversiones

INVERSIONES - USD MM	2012	2013	2014	2015	3T 2016
CapEx	129.42	76.31	92.41	37.42	61.25

Proyectos de inversión CTM:

- CONCESION L.T. 500 kv MANTARO – MARCONA: LT 916 Km Valor de la inversión USD 446.9 millones Fecha de entrada en operación, 2T 2017.
- CONCESION- LT LA PLANICIE –INDUSTRIALES: LT 17.3 Km. Valor de la inversión USD 51.5 millones Fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- CONCESION- LT FRIASPATA MOLLEPATA y SE ORCOTUNA: LT 94.0 Km Nueva SE Orcotuna. Valor de la inversión USD 52.2 millones. Fecha de entrada en operación, 4T 2017.
- CONCESION- Carapongo: SE Carapongo 500/220 kV y Enlaces de Conexión. Valor de la Inversión USD 61.9 millones. Fecha de entrada en operación, 1T 2018.

- CTM y Ministerio de Minas del Perú -firman contrato de concesión que afianzará el suministro de energía en la ciudad de Lima. El proyecto que consiste en el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la "Primera etapa de la Subestación Carapongo y enlaces de conexión a líneas asociadas", generará ingresos anuales que ascienden a los USD 6.6 Mm. El Ministerio de Minas del Perú y CTM. firmaron el 11 de noviembre, contrato de concesión del Proyecto SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas". El proyecto fue

adjudicado a ISA el 22 de julio de 2015 por el Comité de ProInversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos – PROCONECTIVIDAD, y será ejecutado por su filial CTM.

- La nueva Subestación permitirá afianzar el suministro de energía en la ciudad de Lima, que proviene de las centrales térmicas a gas natural ubicadas en Chilca, y de las centrales hidroeléctricas de la cuenca del Río Rímac (Huinco y Callahuanca), transportando la energía desde el sistema a 500 kW. El proyecto prevé la posibilidad futura de incrementar la capacidad de transformación de la Subestación Carapongo y nuevas conexiones a 500 y 220 kW con la finalidad de atender la demanda creciente de Lima. El plazo de la concesión será de 30 años, más el plazo de construcción, que sería de 28 meses contado a partir de la fecha de cierre.

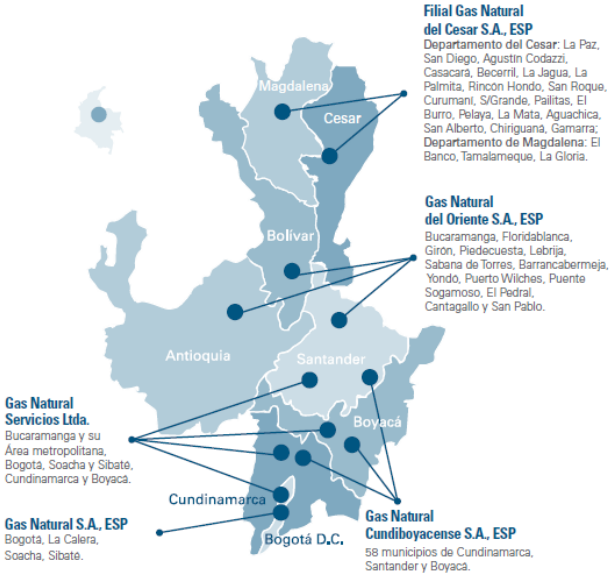
6.2.9.5 Gas Natural S.A.

A través de Gas Natural, empresa domiciliada en la ciudad de Bogotá el Emisor participa en el negocio de distribución y comercialización de gas natural en Colombia. Gas Natural es una sociedad por acciones, de carácter privado, constituida como una empresa de servicios públicos, prestadora del servicio de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible en la ciudad de Bogotá y en los municipios de Soacha, Sibaté, La Calera, el Rosal y Anapoima.

EEB participa directamente en Gas Natural con el 25%.

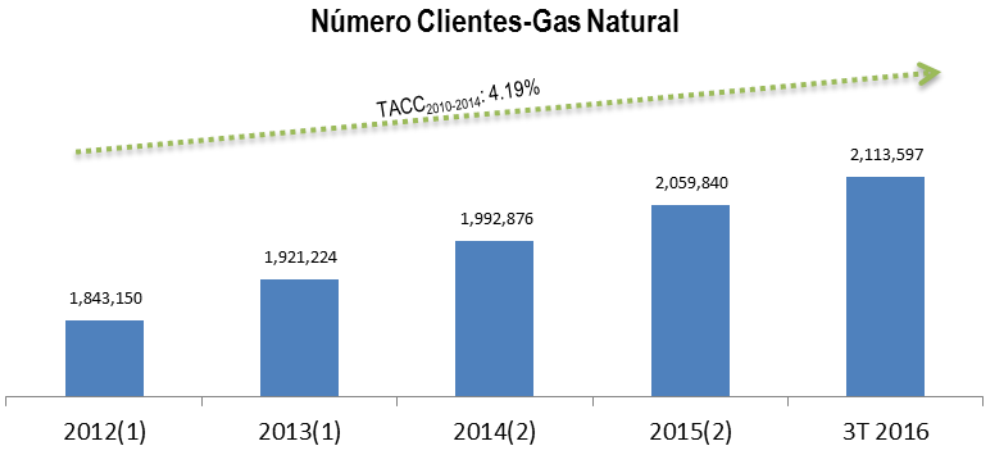
[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

Operaciones en el país



Las compañías filiales de Gas Natural S.A. ESP son Gas Natural Cundiboyacense S.A E.S.P., Gas Natural del Oriente S.A ESP, y Gas Natural Servicios Limitada, en las cuales es accionista de manera directa con participaciones del 77.45%, 54.50% y 99.90% respectivamente. Adicionalmente, cuenta con una empresa subsidiaria, Gasnacer S.A ESP, en la cual participa directamente con el 6.29% de las acciones en circulación y de manera indirecta a través de Gasoriente S.A. ESP, accionista mayoritario de Gasnacer S.A. ESP con una participación accionaria del 55.94% sobre su capital social.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.



Portafolio de inversiones de Gas Natural

Empresas del sector	Participacion	Actividad
Gas Natural del Oriente S.A., ESP	54.50%	Distribución de gas
Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP	77.45%	Distribución de gas
Gas Natural del Cesar S.A., ESP	6.29%	Distribución de gas

Empresas de otros sectores	Participacion	Actividad
Gas Natural Servicios Ltda.	99.90%	Servicios
Colombiana de Extrusion S.A.	15.00%	Producción de tuberia
Metrex S.A.	32.03%	Producción de medidores
Concentra Inteligencia de Energia SAS	6.25%	Servicios

6.2.9.5.1 Aspectos clave del negocio

El suministro de gas natural fue atendido mediante los contratos vigentes obtenidos en el Mercado Secundario. La principal fuente de aprovisionamiento para Bogotá, Soacha y Sibaté es el campo Cusiana. En el 2010, Gas Natural participó en la subasta para comercialización de gas en firme de los campos del Casanare, realizada por BP Exploration Company y Tepma.

La resolución CREG 041 de 2010, trasladó a toda la demanda del interior del país, la obligatoriedad de pago de los sobrecostos incurridos por los productores y/o comercializadores en la sustitución de entregas de gas por combustibles líquidos a los generadores térmicos. Lo anterior con el objeto de liberar capacidades de gas durante el racionamiento programado para enfrentar los efectos de El Niño.

INDICADORES-Gas Natural	2012[1]	2013[1]	2014[2]	2015[2]	3T 2016
Número de Clientes	1,843,150	1,921,224	1,992,876	2,059,840	2,113,597
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Residencial	1,802,855	1,879,396	1,937,049	1,994,321	2,067,790
Comercial	40	41	43	44	45,059
Industrial	493	498	537	526	562
GNV	119	120	124	133	131
Red de distribución - Kms	12,656	12,792	12,888	12,942	13,028
Ventas - % m3	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Residencial	30.60%	29.00%	21.30%	18.08%	17.90%
Comercial	12.40%	12.10%	8.80%	7.06%	6.90%
Industrial	40.10%	43.10%	54.80%	54.60%	45.24%
GNV	11.20%	12.10%	9.30%	8.72%	10.80%
Distribuidoras	5.70%	3.70%	5.80%	11.53%	19.16%

Los datos mas relevantes de la inversión en Gas Natural

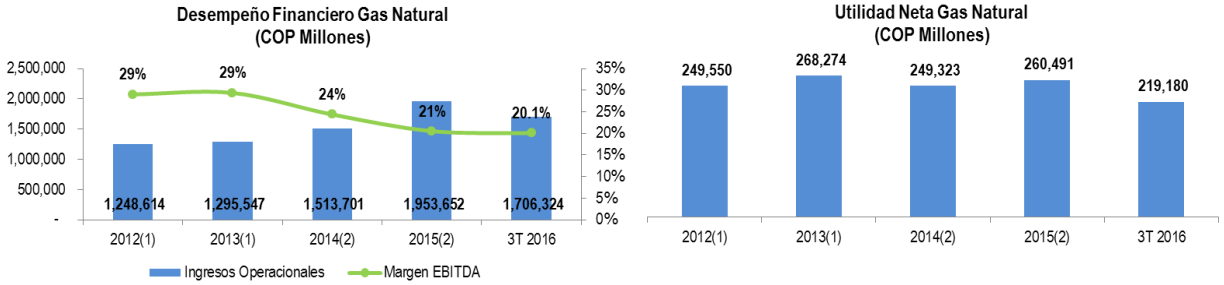
COP Mm	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	27,688	27,688	27,688	27,688	27,688
Resultado neto	249,550	268,274	249,323	260,491	219,180
Reservas	24,426	23,450	22,473	N.D.	20,689
Dividendos entregados a EEB	63,726	62,630	119,877	10,005	65,324
Dividendos decretados a EEB	63,726	62,630	119,877	10,005	65,324

6.2.9.5.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2012[1]	2013[1]	2014[2]	2015[2]	3T 2016
Ingresos Operacionales	1,248,614	1,295,547	1,513,701	1,953,652	1,706,324
Utilidad Operacional	327,595	347,185	335,812	378,055	322,330
Margen Operacional	26%	27%	22%	19%	18.9%
EBITDA	362,433	380,567	369,179	401,031	342,119
Margen EBITDA	29%	29%	24%	21%	20.1%
Utilidad neta	249,550	268,274	249,323	260,491	219,180
Margen Neto	20%	21%	16%	13%	12.8%

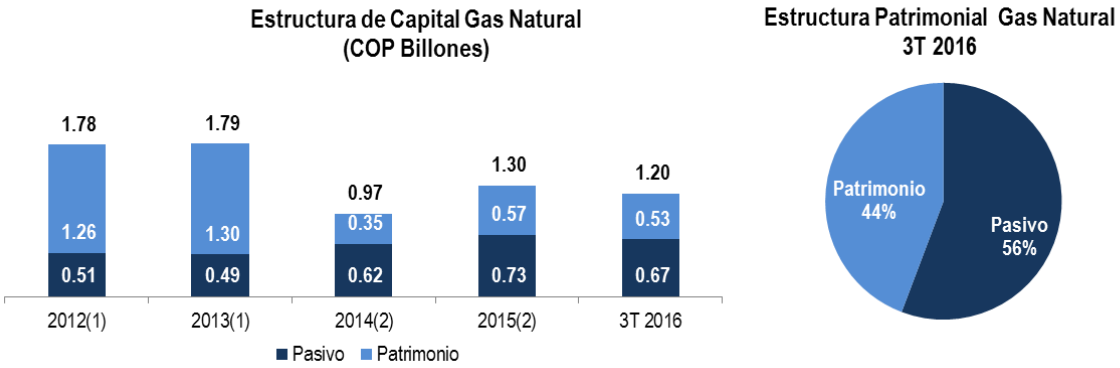
(1)Cifras Colgaap

(2)Cifras NIIF



(1)Cifras Colgaap

(2)Cifras NIIF



(1)Cifras Colgaap

(2)Cifras NIIF

El crecimiento en los activos de Gas Natural durante los últimos años se explica por el cambio en el método de valoración.

6.2.9.5.3 Inversiones

Las inversiones efectuadas durante el tercer trimestre de 2016 ascienden a COP 18,378 Mm, concentrado en un 70% en sus redes de distribución.

INVERSIONES - COP Mm	2012(1)	2013(1)	2014(2)	2015(2)	3T 2016
CapEx	37,847	29,828	28,757	19,429	18,738

Datos construidos por: EEB / Fuente: Gas Natural

6.2.9.6 Promigas S.A. E.S.P.

A través de Promigas, empresa domiciliada en la ciudad de Barranquilla el Emisor participa en el negocio de transporte y distribución de gas natural en Colombia. Asimismo, Promigas está

involucrado en negocios de distribución de energía eléctrica, gasoductos virtuales y soluciones integradas para la industria. Promigas se dedica a diseñar, construir, operar y mantener sistemas de transporte y distribución de gas natural y provee asesorías y estudios técnicos y ofrece servicios de laboratorio de metrología. Así mismo participa activamente en la gestión regulatoria del sector, a fin de obtener condiciones equitativas y favorables tanto para Promigas como para las empresas del portafolio que desarrollan actividades en ambientes regulados.

EEB tiene una participación de 15.64%, a través de EEB GAS S.A.S, vehículo mediante el cual participa indirectamente en Promigas.

Promigas diseña y modifica gasoductos, estaciones de transferencia de custodia, estaciones compresoras, sistemas de protección catódica, obras civiles y todo tipo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Así mismo opera y mantiene sistemas de transporte, estaciones de deshidratación y distribución de gas natural, estaciones de clientes industriales y sistemas de compresión, tratamiento de gas en producción y trabajos especiales (derivaciones, obturación y cortes en líneas de hidrocarburos presurizadas, sin interrumpir la operación, mediante la utilización de herramientas de alta tecnología), calibración de instrumentos de medición, asesoría y estudios técnicos y telecomunicaciones.

Promigas presta el servicio de transporte de gas natural a través de una red compuesta por 3,092 Km de gasoductos propios o de terceros. Ofrece sus servicios a los grandes consumidores del combustible, es decir a los que tienen consumos mayores de 100 mil pies cúbicos día (0.1 MMPCD), medida de demanda en un solo sitio individual de entrega. Estos clientes son termoeléctricas, distribuidoras de gas natural e industrias cementeras, petroquímicas y mineras.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural y energía eléctrica son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

Promigas cuenta con 3,092 Km de gasoductos propios con una capacidad instalada para transportar 517 MMPCD. Promigas transporta el 48% del gas natural consumido en Colombia y en conjunto con las transportadoras de su portafolio (Transmetano, Promioriente y Transoccidente). A través de sus inversiones en empresas distribuidoras de gas natural en Colombia (Gases del Caribe, Surtigas, Gases de Occidente), conectan alrededor de 3.2 millones de usuarios, 40% del mercado nacional. A lo anterior se suman los 416,000 usuarios en Perú, gracias a su participación en Cálidda.

En línea con la estrategia aprobada, la Junta Directiva ha decidido autorizar la disposición de la participación accionaria directa que posee en Promigas.

6.2.9.6.1 Aspectos clave del negocio

	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Calificació de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Capacidad Total MMPC	766	771	852	813	961
Diferencia	314	263	334	329	472
Voumen Transportado	452	508	518	484	489
Longitud gasoducto - KM	2,896	2,900	2,900	2,900	3,092

6.2.9.6.2 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2012(1)	2013(1)	2014(2)	2015(2)	3T 2016(2)
Ingresos Operacionales	246,206	293,249	408,248	460,533	804,563
Utilidad Operacional	54,762	134,081	204,815	248,589	621,701
Margen Operacional	22.2%	45.7%	50.2%	54.0%	77.3%
EBITDA	107,587	154,975	233,435	286,907	680,931
Margen EBITDA	43.7%	52.8%	57.2%	62.3%	84.6%
Utilidad neta	240,869	442,350	365,461	355,891	461,581
Margen Neto	97.8%	150.8%	89.5%	77.3%	57.4%

(1)Cifras Colgaap

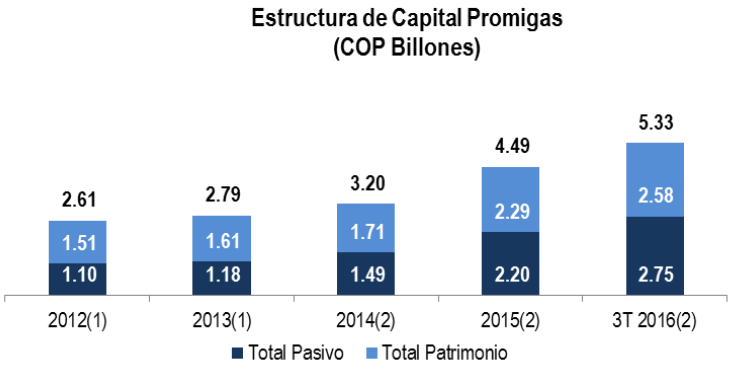
(2)Cifras NIIF

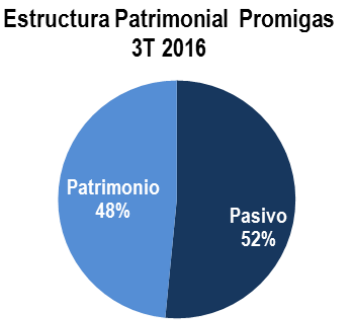
Los ingresos operaciones aumentaron por un aumento de la tarifa autorizada en transporte de gas a partir de la resolución CREG de Mayo de 2015. Por otra parte, los ingresos operacionales incluyen ingresos por Método de Participación y Dividendos por considerarse como parte de la operación del negocio.

Los costos de ventas aumentan por un registro en 2015 del 50% pendiente de un convenio con Corpamag para terminación de contrato de dragado de Caño Clarín.

La utilidad neta presenta un aumento explicado por menores gastos no operacionales

El EBITDA e indicadores también tienen en consideración dividendos e ingresos por activos financieros.

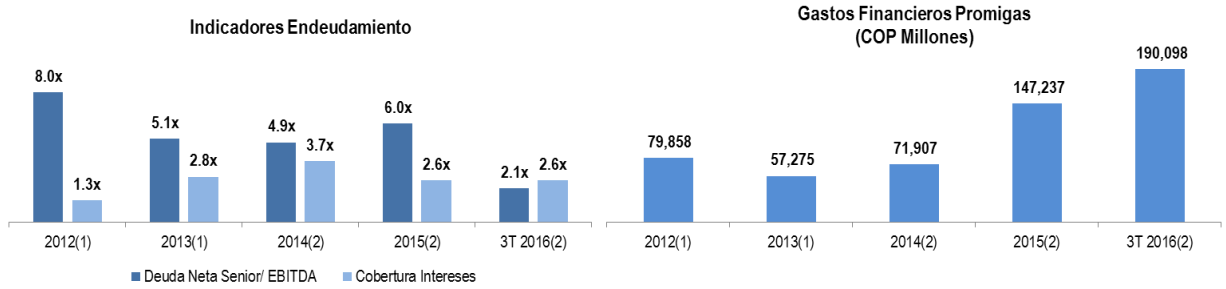




(1)Cifras Colgaap

(2)Cifras NIIF

6.2.9.6.3 Endeudamiento



6.2.9.6.4 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CapEx	23,483	45,539	103,755	95,465	123,851	149,271

- Proyecto 1 – Loop del Sur: Construcción de un gasoducto desde los pozos de HOCOL hasta Mamonal de 16" de diámetro y 190 Km de longitud aproximadamente, para transportar 60 MPCD. Obra para atender a Surigas y TEBSA.

- Proyecto 2 – Hub Cartagena: Instalación de un sistema de filtración en la estación Heroica y adecuaciones en la estación Mamonal para conectar gas que llega a Cartagena de los Gasoductos del Sur y Barranquilla.

- Proyecto 3 – CPF Hocol/Promisol: Compra de equipos que serán arrendados y transferidos al final del contrato a Promisol. Contrato con capex de USD 48 Mm a 12 años

para servicios de tratamiento de gas y una inversión estimada de COP 29,696 Mm con la compra de equipos que serán arrendados a Promisol.

- Proyecto 4 – Compresora Filadelfia: Construcción y montaje de una estación compresora en el gasoducto Sincelejo Cartagena para aumentar la capacidad de transporte (30MPCD adicionales de Canacol), complementario al proyecto Loop del Sur.

- Proyecto 5 – Adecuación Compresora Sahagún: Traslado de compresores y adecuaciones en estación Heroica, complementario al proyecto Loop del Sur. Las obras son para atender a TEBSA. Una inversión estimada de COP 17,377 Mm.

- Proyecto 6 – Variante Sincelejo: Construcción de una variante al gasoducto troncal Mamonal Sincelejo entre Km-114+900 y el Km-122+190, en 10" de diámetro y 12 Km de longitud aproximadamente que permita evitar la zona urbana de Sincelejo y aumentar la presión del sistema. Este proyecto tiene una inversión estimada de COP 17,377 Mm.

Datos construidos por: EEB / Fuente: Promigas

6.2.9.7 GEBBRAS Participações

6.2.9.7.1 Aspectos clave del negocio

EEB tiene una participación del 100%, a través de GEBBRAS Participações Ltda, vehículo mediante el cual participa indirectamente en las cuatro concesiones de transmisión de electricidad en Brasil.

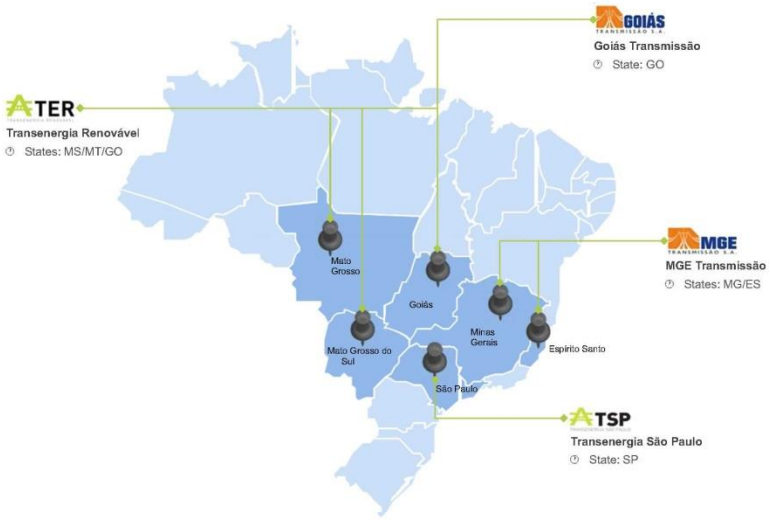
A través de GEBBRAS Participações Ltda, empresa domiciliada en la ciudad de Sao Paulo, Brasil, el Emisor participa en el negocio de de transmisión eléctrica en Brasil. El 21 de marzo de 2015, el Emisor anunció la adquisición de una participación accionaria equivalente del 51% de cuatro concesiones de transmisión de electricidad en Brasil (Transenergia Renovável S.A., Transenergia São Paulo S.A., Goiás Transmissão S.A. y MGE Transmissão S.A)

Los contratos de concesión fueron adjudicados a través de subastas públicas en los años 2008 y 2009 y cuentan con una vigencia de 25 años. Las líneas tienen una longitud de 1,094 Km y cubren tensiones de 500, 345, 230 y 138 kW, y se ubican en los siguientes estados: Espíritu Santo, Goias, Mato Grosso, Mato Grosso Do Sul, Minas Gerais y Sao Paulo.

La adquisición permitió al Emisor contar con un socio estratégico en Brasil, Furnas, quien posee el 49% de participación accionaria de las cuatro concesiones. Furnas es una empresa de economía mixta, posee y mantiene 17 plantas hidroeléctricas, 2 plantas de energía térmica y 65 subestaciones. Su capacidad instalada es de 12,621 MW.

La compañía Furnas también mantiene 23,000 kilómetros de líneas de transmisión. Suministran el 97% de la electricidad en Brasilia, el 92% en Río de Janeiro, el 91% en Mato Grosso, el 81% en el Espírito Santo, el 61% en Goiás, el 58% en São Paulo, el 45% Minas Gerais y el 16% en Tocantins

La locación de las cuatro concesiones adquiridas en Brasil se encuentra en el siguiente mapa:



A 30 de septiembre de 2016, la compañía no ha decretado ni repartido dividendos.

6.2.9.8 ISA

La fuente de las cifras de este numeral es www.isa.com.co

ISA es una de las principales compañías de transmisión eléctrica en Latinoamérica, cuenta con 40,665 kilómetros de redes de transmisión entre 115 kW y 500 kW, y una capacidad de transformación de 77,710 MVA en Colombia, Perú, Chile Brasil y Bolivia. La compañía también cuenta con presencia en el negocio de las telecomunicaciones y concesiones viales.

Directamente y a través de sus filiales y subsidiarias ISA adelanta importantes proyectos en sistemas de infraestructura lineal. Para lograrlo focaliza sus actividades en los negocios de transporte de energía eléctrica, transporte de telecomunicaciones, concesiones viales, operación y administración de mercados y construcción de proyectos de infraestructura.

ISA expande, opera y mantiene sistemas de transmisión de energía a alto voltaje, para lo cual cuenta con: ISA y TRANSELCA, en Colombia; ISA Perú, Red de Energía del Perú (REP) y Consorcio TransMantaro (CTM), en Perú; ISA Bolivia, en Bolivia; y en Brasil posee las subsidiarias Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), adquirida a través de su vehículo de inversión ISA Capital do Brasil, Interligação Elétrica Pinheiros y

Interligação Elétrica Serra do Japi. Con otros socios de la región, CTEEP tiene inversiones en Brasil en las empresas Interligação Elétrica de Minas Gerais (IEMG), Interligação Elétrica Norte o Nordeste (IENNE), Interligação Elétrica Sul (IESUL) e Interligação Elétrica do Madeira (IEMadeira).

Adicionalmente, ISA posee una participación accionaria de 11.11% en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que construye el SIEPAC, y comparte con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) la propiedad sobre Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP). Gracias a los 40,630 Km de circuito de alta tensión con los que operan sus empresas, ISA se constituye hoy en uno de los mayores transportadores internacionales de electricidad en América Latina.

ISA, a través de su filial INTERNEXA, moviliza señales mediante redes de conectividad en telecomunicaciones que integran dos o más puntos, gracias al soporte de la fibra óptica, la transmisión satelital y las microondas. Esta filial atiende empresas de telecomunicaciones y del sector energético y tiene inversiones en Ecuador, a través de TRANSNEXA. En Perú, opera INTERNEXA. ISA también ofrece a sus empresas filiales y subsidiarias y a terceros soluciones integrales para el desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones de transmisión de energía y el montaje de cables de fibra óptica. La compañía ha logrado extender una red de fibra óptica que la consolida como la operadora de telecomunicaciones con la mayor red terrestre de tendido continuo del continente, con 25,465 Km de fibras ópticas, brindando conectividad a cerca de 100 ciudades de Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú, Chile, Argentina y Brasil.

ISA desde el 2009 incursiona en el negocio de concesiones viales tras llegar a un acuerdo con la empresa Cintra Infraestructuras de España para adquirir el 60% de la participación accionaria que esta compañía tenía en Cintra Chile, principal operador del sector vial chileno con 907 Km de autopistas. INTERVIAL CHILE a través de sus cinco sociedades concesionarias es el mayor operador de vías interurbanas del país y bajo su responsabilidad está el control, operación y administración de cinco concesiones contiguas que se extienden a lo largo de la Ruta 5 Sur, desde Santiago hasta la ciudad de Río Bueno, cubriendo seis importantes regiones del país, las cuales tienen un fuerte impacto en los sectores agroindustrial, pesquero, forestal y turístico.

Finalmente, ISA es una empresa socialmente responsable, caracterizada por una postura ética, seria y comprometida con iniciativas como el Pacto Global, los Objetivos de Desarrollo del Milenio y el cambio climático, que permiten crear valor para sus grupos de interés, los negocios y las generaciones futuras.

En línea con la estrategia aprobada, la junta directiva del Emisorha decidido autorizar la disposición de la participación accionaria directa que posee en SA- (1.67%),

6.2.9.9 EMSA

A través de EMSA, con un 16.2% de la participación accionaria, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento del Meta. EMSA se separó de la Electrificadora de Cundinamarca y Meta el 18 de diciembre de 1981, estableciendo una sociedad de carácter mixto con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal.

La Electrificadora del Meta S.A. construye y mantiene las redes eléctricas y subestaciones del departamento y hace el mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura de alumbrado público de cada municipio. Así mismo, EMSA ofrece a sus clientes la venta e instalación de equipos de medida y su posterior asesoría, tanto para clientes regulados como no regulados. Para la facturación de sus servicios EMSA ha adquirido una moderna plataforma informática que le permite cubrir 165,000 clientes en 22 municipios del departamento del Meta.

El negocio de distribución y comercialización de EMSA es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

6.2.10 Relaciones laborales

6.2.10.1 Aspectos generales

El régimen jurídico aplicable a los empleados del Emisor, es el régimen de derecho privado. En ese orden de ideas, los empleados de EEB ostentan el carácter de trabajadores particulares; sus relaciones laborales individuales, colectivas y de seguridad social se rigen por el Código Sustantivo y Procesal del Trabajo Colombiano y demás normas que lo complementan.

	2016	2015	2014
Empleados totales	474	381	383
Empleados con contrato a término fijo	229	161	161
Empleados a término indefinido	245	220	222

6.2.10.2 Acuerdos Sindicales

EEB celebró el pasado 8 de septiembre de 2015 con el Sindicato de Trabajadores de la Energía de Colombia - SINTRAELECOL una Convención Colectiva de Trabajo – CCT cuya vigencia es de tres (3) años hasta el 31 de diciembre de 2018.

Actualmente 144 empleados son beneficiarios de la CCT. El costo financiero de la CCT asciende a la suma de COP 2,200 Mm anuales.

En los últimos 30 años no se han originado diferencias en las relaciones laborales que hayan traído como consecuencia la interrupción total o parcial de las actividades de la compañía. Las relaciones laborales con SINTRAELECOL son buenas, en la medida en que EEB siempre ha cumplido con la aplicación de la CCT.

6.2.10.3 Pasivo Pensional

El valor acumulado de las mesadas pensionales a cargo de EEB a septiembre de 2016 es de COP 239.265.744.295 que corresponde a 1648 pensionados.

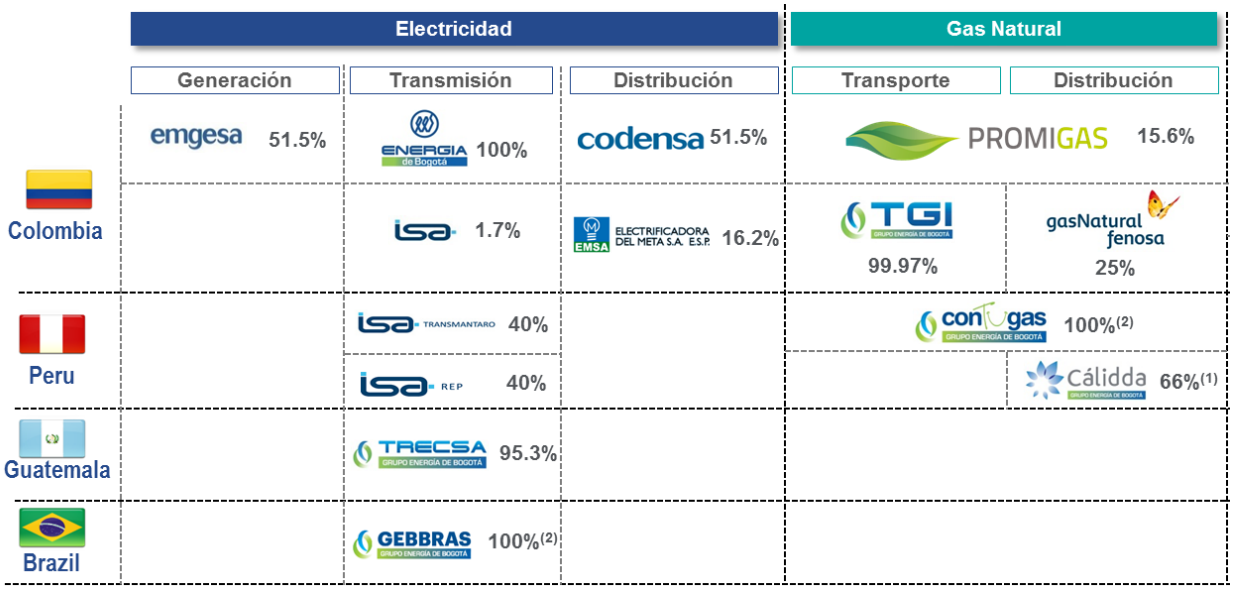
El cálculo del pasivo pensional consiste en estimar lo que pagaría EEB durante la vida probable de los pensionados y de los sobrevivientes con derecho, el cual se cancela en el tiempo, mensualmente hasta que cese la obligación por parte de EEB. Anualmente, se hace la estimación al final de año y la diferencia, ya sea mayor o menor, se registra como gasto o recuperación de ejercicios anteriores, respectivamente. La tendencia es que el pasivo tienda a desaparecer en la medida en que el número de beneficiarios disminuya.

6.3 CAPITULO III – ASPECTOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD DE EEB

6.3.1 Actividad de EEB y participación de mercado

El Emisor participa, directamente o a través de su portafolio de inversiones, en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como en negocios de transporte y distribución de gas natural, tal como se muestra a continuación:

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]



(1) EEB a través de participaciones directas e indirectas. (2) EEB participa través del SPV GEBBRAS adquirido el 21 de agosto de 2015 por ~ USD158 Mm, 51% de participación en 4 concesiones de transmisión.

6.3.2 Negocio de la energía

6.3.2.1 Colombia

El Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia establece el marco constitucional de los servicios públicos en Colombia indicando que (i) los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado; (ii) es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los

habitantes del territorio nacional; y (iii) los particulares pueden prestar los servicios públicos sujeto a la regulación expedida por el Gobierno.

La Ley 142 de 1994 establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios, incluyendo los servicios públicos de electricidad y gas, y la Ley 143 de 1994 establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Estas dos leyes reestructuraron sustancialmente el sector eléctrico estableciendo la estructura y el marco regulatorio actual, y también eliminaron el sistema de concesión para la prestación del servicio de transporte de gas, estableciendo un sistema abierto y de acceso no discriminatorio al sistema de transporte de gas natural Colombiano; es decir, el negocio de gas natural es de libre entrada en todos sus eslabones, lo cual implica que no requiere de permisos especiales para acceder al mercado.

Institucionalmente el país cuenta con las siguientes entidades (i) el MME: encargado de diseñar la política del sector; (ii) la CREG entidad de carácter técnico encargada de reglamentar el comportamiento de los usuarios y los agentes con el objetivo de asegurar la prestación del servicio público en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio; y (iii) la SSPD entidad encargada de vigilar y controlar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y a la reglamentación.

Las resoluciones expedidas por la CREG reglamentan los principios generales establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994, toda vez que las mismas otorgaron a la CREG funciones de regulación de monopolios en los servicios públicos cuando la competencia no fuera posible, y en los demás casos, para promover la competencia entre quienes presten servicios públicos.

Energía eléctrica

Generación: la remuneración de esta actividad se produce en un mercado en competencia a través del MEM donde los generadores y comercializadores venden y compran energía en grandes bloques.

Para el desarrollo de las transacciones, existe un mercado de corto plazo y un mercado de largo plazo. En el mercado de corto plazo (Mercado Spot o Bolsa de Energía) los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran disponibilidades de su energía. En el mercado de largo plazo, se celebran contratos bilaterales que permiten a los compradores un cubrimiento de la volatilidad de precio que se presenta en el Mercado Spot.

La expansión del parque de generación es libre. Sin embargo, para incentivar el desarrollo de nuevos proyectos se estableció un esquema de cargo por confiabilidad, con el cual se busca remunerar la Energía en Firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica, asegurando un ingreso adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía. El mecanismo de asignación de las obligaciones asociadas al cargo por confiabilidad, es una subasta.

En relación con la transmisión y distribución de energía, por tener estas actividades la condición de monopolio natural, las mismas se encuentran reguladas.

Transmisión: el procedimiento para determinar el ingreso que reciben los transportadores depende de si los activos hacen parte de la red existente a 31 de diciembre de 1999, incluyendo sus ampliaciones (activos existentes) o si éstos han sido o serán construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas que comenzó a aplicarse posteriormente.

La Resolución CREG 011 de 2009 establece que el ingreso máximo es la metodología de remuneración de la actividad de transmisión, la cual es revisada cada cinco (5) años. El ingreso se determina a partir de la suma de la remuneración de la inversión y la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

La remuneración de la inversión corresponde a una anualidad calculada sobre el VRN de los activos eléctricos descontados a una tasa establecida regulatoriamente; mientras que la remuneración del AOM se actualiza anualmente a partir de los gastos contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VRM de los activos.

Distribución: la resolución CREG 097 de 2008 define la metodología y principios generales para establecer los cargos de los STR y SDL Esta metodología es revisada cada cinco (5) años.

El ingreso se determina a partir de la suma de la remuneración de la inversión y la remuneración de los AOM, diferenciando el esquema utilizando para el nivel de tensión 4 frente a los niveles de tensión 1, 2 y 3. En la metodología vigente los ingresos del distribuidor asociados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de *price cap*, donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel de tensión 4 se determina un ingreso máximo o *revenue cap*, similar al aplicado a los transportadores.

La remuneración de la inversión corresponde a una anualidad calculada sobre el VRN de los activos eléctricos descontados a una tasa establecida regulatoriamente; mientras que la remuneración del AOM se actualiza anualmente a partir de los gastos contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VRN de los activos.

Comercialización: la remuneración de esta actividad se produce en un mercado en competencia. La Resolución CREG 024 de 1995 la define como “actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales”.

Los comercializadores pueden estar integrados verticalmente en el ejercicio de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica. El comercializador que atiende el Mercado

Regulado, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía. Este cargo se actualiza mensualmente con el IPC.

Datos construidos por: EEB / Fuente: CREG

6.3.2.2 Guatemala

El sector se encuentra regulado, por diferentes entidades. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) desempeña las labores de regulación, planeación y vela por el cumplimiento de las obligaciones por parte de los adjudicatarios y concesionarios, además de proteger los derechos de los usuarios. El Ministerio de Energía y Minas, vigila el cumplimiento de leyes y establece la política energética, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) que desarrolla las transacciones y operación del Mercado mayorista y la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), que depende directamente de Presidencia liderando los temas de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente; así como el otorgamiento Licencias ambientales.

Transmisión

Al igual que en Colombia, la transmisión de energía es un monopolio natural y por tanto se encuentra Regulado. Se cuenta con dos mecanismos de remuneración; diferenciado para los activos existentes y los nuevos activos.

- *Remuneración activos existentes*

Para el Sistema Principal de Transporte, se calcula un peaje máximo en proporción a la Potencia Firme. Este valor se obtiene de dividir el costo anual de transmisión del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.

Para el Sistema Secundario, se calcula un peaje máximo en proporción a la Potencia Firme. Este valor se obtiene de dividir el costo anual de transmisión del sistema secundario correspondiente, entre la Potencia Firme total relacionada con el sistema secundario correspondiente.

Los principales criterios establecidos en la metodología de remuneración son:

- Cuando los peajes de transmisión no sean acordados por las partes, serán establecidos por la CNEE.

- La CNEE remunera el valor a reposición a nuevo de los activos, así como los costos de administración, operación y mantenimiento.

- El pago de la remuneración se hace a través de un peaje, tanto para el sistema de transmisión principal como secundario.

- El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático se actualiza por la comisión cada dos (2) años.

- La anualidad de la inversión existente se calcula teniendo en cuenta una tasa de descuento y, vida útil de los activos.

- *Remuneración nuevos activos*

Existen dos mecanismos:

- Instalaciones construidas por acuerdo entre las partes. El Peaje será el costo acordado entre los usuarios y el transportador.

- Instalaciones construidas por Licitación Pública. El Peaje tendrá dos períodos de remuneración:

    - Período de Amortización: El transportador recibe como única remuneración el canon anual solicitado por el ganador de la licitación, que se paga a prorrata de la Potencia Firme y se divide en doce (12) cuotas iguales que se pagan mensualmente.

    - Período de Operación: Período posterior al de amortización. El Transportador recibe exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la CNEE.

Este último esquema es el que aplica actualmente para TRECSA. A la fecha se encuentra en el período de amortización que tiene una duración de quince (15) años.

Datos construidos por: EEB / Fuente: CNEE

6.3.2.3 Perú

El gobierno peruano reestructuró el sector eléctrico en 1992 y privatizó algunas de las compañías eléctricas más importantes.

El sistema de transmisión está a cargo de empresas privadas y su remuneración se garantiza a través de contratos de concesión.

Las tarifas para el transporte y distribución de gas natural se establecen de acuerdo a las condiciones de la concesión durante un periodo inicial y después se determinan periódicamente con base en el VNR de las inversiones realizadas y proyectadas.

Reguladores independientes: COES, OSINERGMIN, Ministerio del Ambiente – Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (MINAM-OEFA), Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI).

Datos construidos por: EEB / Fuente:OSINERGIM

6.3.2.4 Brasil

La cadena de prestación del servicio de energía eléctrica en Brasil está conformada por los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización y en términos generales funciona de forma similar al sector eléctrico colombiano.

La demanda se encuentra segmentada en Mercado Regulado y no regulado. Los Usuarios Regulados son aquellos que por sus condiciones presentan consumos mensuales por debajo de los 0.5 MW, mientras que los Usuarios No Regulados tienen consumos por encima de este límite.

En cuanto a los entes encargados de diseñar la política y regulación del sector se encuentra el Ministerio de Energía y Minas quien se encarga de determinar la política energética del Brasil y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) quien estandariza las políticas establecidas por el Ministerio y se encarga de fiscalizar los servicios prestados.

En el lado de la planeación se encuentra la Empresa de Investigación Energética (EPE), la cual realiza todos los estudios necesarios para determinar las necesidades de expansión del sistema eléctrico y se encarga de presentarlos al Ministerio de Energía y Minas. La operación del sistema es responsabilidad del Operador Nacional del Sistema Eléctrico, quien se encarga de coordinar continuamente la generación eléctrica y la transmisión, en aras de garantizar la prestación constante del servicio de energía.

La Generación es una actividad potencialmente competitiva, con lo cual todos los agentes entregan su energía al mercado de acuerdo con sus obligaciones adquiridas a través de contratos con las distribuidoras, consumidores libres y exportadores. De la misma forma la existe un mercado SOPOT (de corto plazo) en donde la energía se vende a través de la Cámara de Comercialización de Energía (CCEE) con el objetivo de realizar ajustes a la energía vendida a través de contratos. El precio de venta de la energía en el Mercado Spot es denominado Precio de Liquidación de Diferencias y es determinado a través de un modelo que ejecuta semanalmente el Organismo Operador del Sistema (ONS).

El Mercado Regulado es atendido por las distribuidoras, las cuales tienen la obligación de atender la totalidad de la demanda mediante contratos. Estos contratos son el resultado de un

proceso de subasta en el cual participan los generadores ofreciendo las cantidades de energía requeridas por los distribuidores a determinados precios. El ganador de la subasta es aquel generador que oferta el precio más competitivo. Las subastas se realizan con una anticipación de 5, 3 y 1 años anticipados al inicio de la prestación del servicio, de las cuales las subastas de 5 y 3 años son destinadas para la venta de energía de proyectos nuevos y las de 1 años para las ventas de energía por parte de las centrales existentes.

De la misma forma existen subastas específicas a través de las cuales se incentiva la inclusión de nuevos proyectos de tecnologías alternativas. La energía ofertada a través de estas subastas tiene una garantía de contratos de 20 años. Estas licitaciones son reguladas y ejecutadas por ANEEL.

La transmisión a un monopolio regulado y la expansión para el caso de la transmisión se realiza a través de competencia cuyas condiciones son establecidas por el Estado brasilero a través de contratos de concesión. Las concesionarias de transporte son responsables por el mantenimiento y la confiabilidad de sus instalaciones, las cuales son operadas por el ONS. El acceso a la red de transmisión es libre para cualquier agente del sistema que pueda pagar por su uso y cumplir con las obligaciones operativas y de contratación.

La expansión del sistema de transmisión nace de la planificación centralizada realizada por la EPE y plasmada en el Plan Decenal de Energía (planeación con un horizonte de 10 años) y el Programa de Expansión de la Transmisión (PET) que es un estudio de mediano plazo (5 años).

Las instalaciones de transmisión se encuentran divididas en red básica (>= 230 kW), frontera (instalaciones con capacidad de transformación>=230 kW que alimentan instalaciones de distribución en tensión inferior a 230 kW) e instalaciones restantes.

Los ingresos del transmisor provienen de los contratos de concesión que generalmente son celebrados por periodos de 30 años, teniendo como moneda de referencia el real. La remuneración establecida en los contratos es revisada cada cuatro o cinco años y están sujetos a reajustes anuales de acuerdo con la variación de los índices IGP-M (Índice General de Precios del Mercado) o IPCA (Índice de Precios del Consumidor). La metodología de remuneración es Ingreso Regulado (*Revenue Cap*), con el cual el concesionario tiene un ingreso anual garantizado por mantener disponible la infraestructura de transmisión.

Los ingresos del transmisor se dividen en tres: 1) ingresos por Operación y mantenimiento, 2) ingresos por nuevas instalaciones autorizadas y 3) nuevas instalaciones licitadas. Las nuevas instalaciones autorizadas al no provenir de una licitación, obtienen sus ingresos de acuerdo a un estudio de eficiencia. Este ingreso también es una anualidad máxima permitida e incluye los gastos de AOM.

El ingreso regulado anteriormente mencionado es calculado con base en una tasa de retorno regulada (WACC), la cual es proyectada por ANEEL aplicando la metodología CAPM. Este enfoque busca proporcionar a los inversores un retorno igual al que sería obtenido en otras inversiones con características de riesgo similares.

El grado de apalancamiento aceptado para el cálculo de la tasa es 60% para empresas existentes y 63.55% para empresas entrantes con lo cual se ha establecido una tasa de retorno real en moneda nacional después de impuestos de 6.64% para las empresas existentes en 1999 para el periodo 2013 -2018, mientras que para los proyectos licitados después de 2000 la tasa de retorno está sujeta a actualización cada cinco años y para el año 2012 fue de 4.60% en términos reales y después de impuestos.

En cuanto a la distribución también es asignada a través de concesiones en las cuales no pueden participar de manera directa ni indirecta en otras actividades de la cadena de prestación del servicio. La mayor parte de las empresas de distribución son de propiedad privada, sin embargo aún persiste una participación importante del estado en esta actividad. La demanda objetivo de los distribuidores de energía en Brasil son los consumidores regulados con excepción de aquellos consumidores libres que se encuentren en su área de concesión, en cuyo caso deben aplicarles las mismas condiciones que se aplican a los Usuarios Regulados.

Las tarifas aplicables a los usuarios finales por la distribución son un pass-throgh en sus componentes de distribución y transmisión. Esta intermediación es fiscalizada por ANEEL. Como se describió anteriormente, la contratación de energía por parte de los distribuidores es totalmente regulada con lo cual estos agentes solo deben informar anticipadamente al Estado (5 años y 3 años) sus necesidades de energía para que se proceda a programar la subasta.

Los distribuidores tienen la libertar de contratar energía hasta un 3% por encima de su demanda real y trasladarles este costo a los usuarios finales. En caso de que el distribuidor sobrepase el 3%, no se le reconocerá este costo. La subcontratación también es objeto de penalidades y debe ser cubierta a través de compras en el Mercado Spot.

En general la remuneración de la actividad de distribución se basa en una metodología de reconocimiento a precio de mercado de las inversiones eficientes necesarias para la prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en el contrato de concesión. La inversión reconocida es pagada teniendo en cuenta su valor de reposición a nuevo (VNR), según una base de datos establecida para tal fin (Banco de Precios).

Para castigar el sobredimensionamiento del sistema, al valor de reposición de los activos se aplica un factor multiplicador denominado factor de aprovechamiento, el cual refleja el grado en que los activos son realmente utilizados.

De la misma forma que sucede en la actividad de transmisión, también es tenida en cuenta una tasa de retorno de la actividad, la cual es construida con base en datos empíricos de empresas distribuidoras de Brasil, Argentina, Chile, Australia y Gran Bretaña en dónde se emplea un régimen regulatorio de *Price Cap*. La tasa de retorno en términos reales es de 7.5% después de impuestos, en 2013.

Datos construidos por: EEB / Fuente: ANEEL

6.3.3 Negocio de gas natural

6.3.3.1 Colombia

Distribución y transporte de Gas

En términos regulatorios, la distribución y el transporte de gas son remunerados a través de un esquema de tarifas que reconoce las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento del servicio (AOM), así como una rentabilidad asociada al riesgo presente en cada una de las actividades.

En la actividad de transporte las tarifas se fijan bajo una metodología Precio Techo -*Price Cap*- por tramo de gasoducto, lo cual significa que el transportador cobra cargos máximos (fijos y variables de inversión y AOM) por el uso de cada tramo de gasoducto (Resolución CREG 126 de 2010). El regulador aprueba al transportador un conjunto de cargos que contemplan diferentes combinaciones de cargo fijo y variable que remuneran la inversión del tramo en cuestión y un cargo fijo adicional que remunera los gastos de AOM. Del conjunto de cargos aprobado por el regulador, entre transportador y cliente acuerdan la pareja de cargos fijos y variables más conveniente para las partes.

La tarifa de transporte al usuario final resulta de la suma de los cargos que remuneran la inversión de todos los tramos utilizados por el cliente y sus respectivos cargos de AOM. Los cargos que remuneran la actividad de transporte tienen una actualización anual atada a la variación del PPI de los Estados Unidos, para el caso de los cargos que remuneran la inversión y al IPC Colombiano, para los cargos de AOM.

Las inversiones en la infraestructura de transporte se remuneran en un periodo de veinte (20) años con una metodología que permite al transportador decidir al final de este periodo entre reponer a nuevo el activo o mantenerlo en operación, dependiendo del valor que resulte del peritaje que realice un experto sobre la infraestructura. En caso de mantenerse en operación el activo, el valor a reconocer durante los próximos 20 años será disminuido en proporción al tiempo que le queda para cumplir su vida útil de 50 años. En caso de optar por reponerlo, se remunerará de acuerdo con el valor de reposición establecido por el perito en su valoración y de acuerdo con criterios de eficiencia establecidos por el regulador.

La metodología de remuneración es revisada cada cinco (5) años y con base en esta revisión se determinan nuevos cargos de transporte. En la metodología actual, el transportador presenta sus inversiones existentes, plan de nuevas inversiones y gastos de AOM para que el regulador determine los cargos respectivos para cada tramo de gasoducto.

Para la actividad de transporte las extensiones del sistema se realizan por iniciativa privada o a solicitud del cliente interesado. Para los dos escenarios, la remuneración de la nueva infraestructura se realiza por un criterio de mínimo costo que se obtiene después de que el

regulador (o el cliente interesado) hace pública la tarifa propuesta por el transportador inicial para verificar si hay otros transportadores interesados y recibir las ofertas correspondientes para desarrollar la misma infraestructura. La extensión la realiza el transportador que oferta la tarifa más baja.

Para la remuneración de la actividad de distribución el regulador fija cargos promedio diferenciales para dos segmentos de demanda -residencial y no residencial-; estos cargos remuneran tanto la inversión en activos como los gastos de AOM eficientes.

La remuneración de los activos de distribución se efectúa a través de una metodología de costo medio histórico que reconoce los activos existentes a la fecha del cálculo tarifario (Resolución CREG 202 de 2013). Las inversiones en la infraestructura de distribución se remuneran en un periodo de veinte (20) años con una metodología de reposición a nuevo.

Para los clientes no residenciales se permite al distribuidor la estructuración de una canasta de tarifas diferenciales, condicionada a que los ingresos provenientes de estos clientes no superen los ingresos provenientes del cargo promedio de distribución aplicable a los usuarios no residenciales.

Para la distribución de gas las expansiones del sistema se realizan por iniciativa privada y obedecen, principalmente, a la evolución de la demanda en los mercados de distribución. Para los mercados nuevos se reconocerán las inversiones que se proyecta realizar durante el periodo tarifario para atender la demanda proyectada. La metodología de distribución fue aprobada en el año 2013 y estará vigente hasta el año 2018.

Datos construidos por: EEB / Fuente: CREG

6.3.3.2 Perú

Perú cuenta con una estructura institucional para el sector de gas conformada principalmente por una entidad que diseña la política (Ministerio de Energía y Minas) y por una entidad que se encarga de desarrollar la regulación y realizar vigilancia sobre los agentes que se encuentran en el mercado (OSINERGMIN). A diferencia de lo que ocurre en Colombia, en Perú las actividades de regulación vigilancia y control se encuentra concentrada en una sola entidad.

Durante los últimos años el sector de gas ha sido muy dinámico, principalmente como resultado del Plan de Masificación de Gas Natural. Dicho plan promovió la inversión privada en construcción de infraestructura de transporte y distribución.

En términos regulatorios, el sector de gas mantiene la remuneración de los agentes por un período específico, reconociéndole el valor de sus activos y de todos los costos eficientes de prestación del servicio.

Las extensiones de la infraestructura de distribución se realizan mediante concursos públicos, producto de los cuales se otorgan a los ganadores concesiones con exclusividad por un periodo que normalmente se extiende por treinta (30) años prorrogables.

La rentabilidad y forma de remuneración para los primeros años de la concesión (normalmente 8) dependen de lo establecido contractualmente entre el Estado y el concesionario ganador del concurso. Al finalizar los primeros años del proyecto, la remuneración pasa a ser regulada y depende de la evolución de las inversiones y de las demandas del concesionario.

La tarifa base para la remuneración de los concesionarios de distribución de gas se revisa cada 4 años. Las inversiones desarrolladas en los años anteriores a la revisión y a desarrollar durante el próximo periodo de cuatro (4) años son revisadas y aprobadas por el regulador, sujetas a un análisis de eficiencia. Durante el año 2014 Cálidda, compañía que forma parte de la EEB, fue sometida a un proceso de revisión tarifaría, producto del cual se aprobó una tarifa de distribución vigente para el periodo 2014 – 2017, la cual tuvo un incremento de tarifa promedio desde mayo de 2014 en 6.37%.

De acuerdo con lo anterior, la regulación de la actividad de distribución se encuentra sometida a los contratos de concesión, al Decreto Supremo 081 de 2007 (Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos) y al Decreto Supremo 042 de 1999 (Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos).

Datos construidos por: EEB / Fuente: OSINERGIM

6.3.4 Información sobre el grado de dependencia de los principales proveedores y clientes, locales y extranjeros

Proveedores

EEB

A septiembre de 2016, los proveedores que presentaron mayor volumen de pago desde el mes de Enero hasta el mes de septiembre del 2016 son los siguientes:

Proveedores	Suma de Valor Cancelado ML
JE JAIMES	26,065,459,729
Alstom Colombia S.A.	19,948,695,606
Siemens S.A.	20,906,611,248
Consorcio Conexión Sogamoso	3,231,308,739
Medplus Medicina Prepagada S.A.	3,276,929,135
Ingenierias Y Servicios Sas Incer S.A.	2,808,169,878
Total	**76,237,174,335**

Clientes

EEB

A septiembre de 2016, el cliente que presentaron mayor volumen de cobro desde el mes de Enero hasta el mes de septiembre del 2016 es el siguiente: XM Compañía Expertos en Mercado por COP $169.631.199.241.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

6.4 CAPITULO IV – INFORMACIÓN FINANCIERA

6.4.1 Capital autorizado, suscrito y pagado

El Emisor tiene un capital autorizado de dos billones trescientos setenta mil millones de Pesos m.l. (COP 2,370,000,000,000), y un capital suscrito y pagado de cuatrocientos noventa y dos mil ciento once millones ochenta y ocho mil ciento once Pesos m.l. (COP 492,111,088,111) representado en nueve mil ciento ochenta y un millones ciento setenta y siete mil diecisiete (9,181,177,017) acciones.

Los principales accionistas de EEB son los siguientes:

Accionista	Al 30 de Sept 2016	%
Bogotá D.C.	7,003,161,430	76.28%
Ecopetrol	86,585,888	0.94%
Corficolombiana	327,150,500	3.56%
AFPs	1,519,608,134	16.56%
Porvenir	690,327,913	7.52%
Colfondos	200,934,101	2.19%
Protección	555,334,721	6.05%
Old Mutual	73,011,399	0.80%
Retail Investors	244,671,065	2.66%
Total	9,181,177,017	100.00%

6.4.2 Reservas

- Reserva Legal: De acuerdo con la ley colombiana el Emisor 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. Al 30 de septiembre de 2016, el saldo de la Reserva Legal ascendió a la suma de COP 1,384,147 Mm.

- Otras Reservas: Al corte 30 de septiembre de 2016 el Emisor tiene constituidas otras reservas por COP 695,058 Mm, principalmente por la aplicación del método de participación generadas por sus empresas controladas.

6.4.3 Ofertas Públicas de adquisición de acciones

Durante el último año, el Emisor no ha realizado ofertas públicas de adquisición de acciones.

6.4.4 Provisiones y reservas para la readquisición de acciones

El Emisor no tiene constituidas reservas o provisiones para la readquisición de acciones.

6.4.5 Dividendos

Los dividendos aprobados en las Asambleas de Accionistas se resumen en la siguiente tabla:

Año	2012	2013	2014	2015
Utilidad neta del ejercicio	690,701	843,560	980,855	1,013,867
Utilidad por acción	75.23	91.88	106.83	110.43
Dividendo por acción y forma de pago.	43.96 (efectivo)	64.32 (efectivo)	119.91 (efectivo)	74.42 (efectivo)
Porcentaje de la utilidad distribuida como dividendo	58.43%	70.0%	112.24%	67.41%
Valor patrimonial de la acción	979.68	1,068.28	980.16	1,250.70
Precio promedio en bolsa	1,119	1,458	1,600	1,674
Precio en bolsa al cierre anual	1,270	1,500	1,700	1,720
Precio en bolsa al cierre anual/utilidad por acción	16.8	16.3	15.9	15.6
Precio en bolsa/dividendo por acción	3.5	4.2	7.1	4.3
Valor patrimonial/utilidad por acción	13.02	11.62	9.17	11.33
Valor patrimonial/dividendo por acción	22.29	16.60	8.17	16.8
Precio en bolsa/valor patrimonial	1.30	1.40	1.73	1.38

Nota: cifras en millones de Pesos. Los años 2012 a 2014, bajo estándares de información financiera COLGAAP.

Nota: El 6 de julio de 2015 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa Energía de Bogotá (EEB), casa matriz del Grupo Energía de Bogotá, aprobó el proyecto de liberación de reservas ocasionales por COP 458,851 Mm.

Así mismo, decretó un dividendo extraordinario de COP 49,9774 por acción en circulación. El pago a los accionistas minoritarios se realizará en una sola cuota el cinco (5) de julio del 2016.

Entre tanto, al Distrito, que cuenta con una participación en la Empresa de 76.28%, se le cancelará el dividendo a partir del 2017 en 10 cuotas anuales. En total la ciudad recibirá cerca de COP 350,000 Mm.

Política de Dividendos

La política de dividendos sigue los principios establecidos en el Código de Comercio Colombiano, los Estatutos de la Sociedad, el Código de Buen Gobierno y la Declaración del Distrito en su calidad de accionista mayoritario.

Los accionistas pueden aprobar distribuciones de dividendos, incluyendo distribuciones provisionales basadas en los estados financieros anuales, semestrales o trimestrales del Emisor. El monto a distribuirse como dividendo dependerá de varios factores, tales como los resultados operacionales, el dividendo obligatorio mínimo, las condiciones financieras o necesidades de fondos, las perspectivas de crecimiento y otros factores que los accionistas pueden considerar relevantes.

El Código de Comercio y los estatutos exigen el pago de un dividendo obligatorio mínimo a los accionistas correspondiente al 50% de la utilidad líquida ajustada, calculada de acuerdo con el Código de Comercio, o al 70% de dicha utilidad líquida ajustada en el evento en que las reservas acumuladas excedan el 100% de nuestro capital suscrito, salvo que la Asamblea de Accionistas determine mediante el voto afirmativo de por lo menos el 78% de los tenedores de Acciones Ordinarias representados en la Asamblea, que la distribución de utilidades se efectúe en un porcentaje menor o no se lleve a cabo.

Para efectos de la repartición de utilidades tal como lo disponen los artículos 155 y 454 del Código de Comercio, se deben considerar como utilidades líquidas, las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento:

- Se toman las utilidades arrojadas por la compañía con base en los Estados Financieros reales y fidedignos de cada ejercicio, de este valor se restan exclusivamente los rubros correspondientes a: (i) enjugar las pérdidas de ejercicios anterior (si las hubiere), (ii) la reserva legal, y (iii) las apropiaciones para el pago de impuestos; b. Al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con los artículos del Código de Comercio antes mencionados. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada periodo.

- Las sumas que resultaren después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea para efectuar las reservas estatutarias, las voluntarias o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el literal anterior.

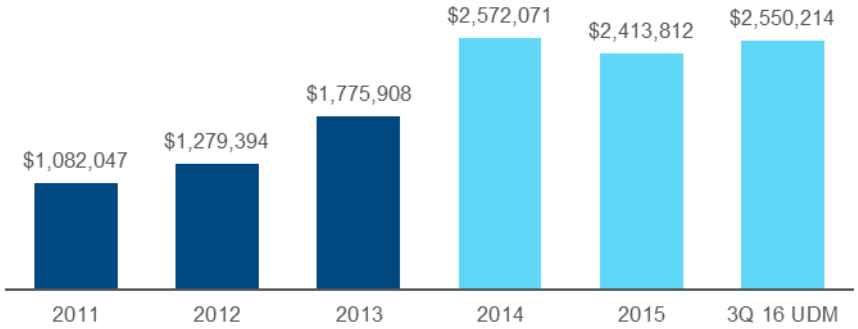
Un dividendo en acciones requiere la aprobación del 80% de los accionistas representados en la Asamblea General. Si tal mayoría no se logra, el dividendo en acciones sólo será distribuido a quienes hayan votado afirmativamente la proposición de distribución del dividendo en acciones.

Vale la pena resaltar que desde el momento en que decidimos inscribir nuestras acciones en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios, hoy Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), hemos venido distribuyendo dividendos con tendencia creciente como se verá a continuación.

(1)Los valores de años anteriores a 2011 de dividendos se ajustaron 100: 1, que aplica a las 20.06.11 acciones. Acciones en circulación de 11 de noviembre: 9,181,177,017.

(2)EEB no decretó dividendos en 1T 11 y 1T 15 debido a un cierre anticipado de los estados financieros.

6.4.6 Generación de EBITDA



El EBITDA consolidado de EEB para un período determinado consiste en los Ingresos operacionales (Negocio de Transmisión de EEB, TGI, Cálidda y Contugas), menos el costo de ventas los gastos administrativos y los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos decretados por las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los aportes a los fondos pensionales y las provisiones.

El EBITDA Consolidado Ajustado al 30 de septiembre de 2016, que incluye los dividendos recibidos de filiales no controladas, ascendió a COP 2.1 billones, lo que representa un incremento del 55.2% frente a lo obtenido en el mismo periodo de 2015, debido principalmente a mejores ingresos operacionales, ingresos financieros y dividendos.

6.4.7 Capital social

La evolución del capital social de la compañía durante los últimos años es la siguiente:

Capital autorizado

El capital social autorizado asciende a la suma de dos billones trescientos setena mil Pesos (COP 2,370,000,000,000) moneda corriente.

En los últimos tres (3) años no han existido reformas que modifiquen el capital social.

Capital suscrito y pagado

El capital suscrito y pagado asciende a COP 492,111,088,111 que equivale a 9,781,177,017 acciones, con un valor nominal de 53.60. El capital suscrito y pagado no ha variado en los últimos tres (3) años.

6.4.8 Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o con bonos convertibles en acciones

A la fecha el Emisor no presenta empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o con bonos convertibles en acciones.

6.4.9 Activos del Emisor

A continuación se relacionan los activos que representan por lo menos el 10% del total de activos del Emisor al 30 de septiembre de 2016. Los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo:

Activo	Vlr. Libros Septiembre 2016 (COP Mm)
No depreciables:	
Terrenos	11.226
Construcciones en curso	382.223
Subtotal no depreciables	**393.449**

Depreciables:	
Edificaciones	57.938
Plantas y ductos / Subestaciones	201.536
Redes, líneas y cables	224.873
Maquinaria y equipo	4.791
Muebles, enseres y equipos de oficina	710
Equipo de comunicación y computación	4.928
Equipo de transporte	361
Otros menores	35
Depreciación acumulada	(41.837)
Subtotal depreciables	**453.335**
Total	**846.784**

En el capítulo 6.4.10 podrán encontrar el detalle de las inversiones permanentes que tiene el emisor así como los principales rubros que componen la cuenta de intangibles de los Estados Financieros.

6.4.10 Inversiones del Emisor

A continuación se muestra las principales inversiones a 30 de septiembre de 2016, cifras expresadas en COP Millones:

Nombre de la Subordinada	Actividad Principal	Lugar de incorporación y operación	Porcentaje de participación Intereses y derechos de voto en poder de la Compañía Septiembre 30, 2016	Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	Transporte Gas	Colombia	99,97%	68,05%	68,05%	68,05%
EEB Internacional LTD.	Vehículo de Inversión	Islas Caiman	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Contugas SAC.	Transporte Gas	Perú	68,80%	67,76%	63,18%	75,00%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	Vehículo de Inversión	Colombia	-	51,00%	51,00%	51,00%
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	Energia	Guatemala	95,29%	95,29%	95,29%	95,29%

EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de Inversión	Islas Caiman	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingenieria y Servicios S.A	Serv. Ingeniería	Guatemala	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	Serv. Ingeniería	Perú	100,00%	100,00%	100,00%	99,50%
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	Vehículo de Inversión	España	-	100,00%	100,00%	-
EEB Gas SAS	Vehículo de Inversión	Colombia	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Energy RE	Vehículo de Inversión	Bermuda	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
GEBBRAS Participacoes LTDA	Vehículo de Inversión	Brasil	100,00%	100,00%	-	-
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	Vehículo de Inversión	Colombia	0%	100,00%	100,00%	-

Septiembre 30, 2016

	Activos Corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	986,620	7,171,971	489,261	5,522,451
EEB Internacional LTD.	3	-	-	-
Contugas SAC.	105,700	1,075,332	19,738	1,000,598
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	119,223	991,016	35,154	601,761
EEB Perú Holdings LTD.	227,105	488,631	60,259	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	75,538	157,116	134,960	85,566
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	4,474	398	26	-
EEB Gas SAS	87,346	507,639	1,640	49,879
EEB Energy RE	75,134	-	62,187	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	60,307	667,349	154,234	242,034
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	-	-

Diciembre 31, 2015

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	1,028,385	9,168,026	182,992	6,028,666
EEB Internacional LTD.	3	0	0	0
Contugas SAC.	78,705	1,200,461	30,455	1,081,125
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	64,874	574,005	85,763	301,092
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	184,021	1,015,991	303,383	386,218
EEB Perú Holdings LTD.	708,041	1,785,891	383,351	1,410,140
EEB Ingenieria y Servicios S.A	136,856	107,189	142,324	93,574
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	5,709	498	560	0
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	36,823	3,133,735	17,125	1,802,411
EEB Gas SAS	108,657	507,639	907	0
EEB Energy RE	36,567	0	27,171	0
GEBBRAS Participacoes LTDA	70,696	593,221	248,549	141,026
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	0	0	0

Diciembre 31, 2014

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	701,594	6,6717,744	109,600	4,344,226
EEB Internacional LTD.	3	0	0	0
Contugas SAC.	113,862	869,139	32,195	828,539
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	53,204	556,972	76,122	294,550
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	236,616	662,348	228,372	285.918
EEB Perú Holdings LTD.	545,940	1,203,413	209,396	1,056,230
EEB Ingenieria y Servicios S.A	67,933	21,146	13,934	71,551
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	6,246	417	1,880	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	224,970	2,127,572	12,312	1,523,130
EEB Gas SAS	115,736	507,639	1,191	-
EEB Energy RE	16,215	-	12,713	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	-	-	-	-
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	-	-

Enero 1, 2014

	Activos Corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no Corrientes
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	821,617	5,035,912	136,604	2,882,848
EEB Internacional LTD.	3	0	0	0
Contugas SAC.	70,942	600,530	39,621	491,756
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A, E.S.P	66,179	526,252	170,462	196,356
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	137,551	428,873	20,000	229,586
EEB Perú Holdings LTD.	458,359	858,505	145,931	821,873
EEB Ingenieria y Servicios S.A	54,193	2,761	432	55,312
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	-	-	-	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	-	-	-	-
EEB Gas SAS	109,325	480,432	1,001	-
EEB Energy RE	7,663	-	6,408	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	-	-	-	-
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	-	-	-	-

Septiembre 30, 2016

	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	1,009,763	231,898	(445,880)	(213,982)	42,256
Contugas SAC.	140,107	(22,703)	1,356	(21,348)	-
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	-	-	-	-	1,176
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	40,815	7,009	(419)	6,591	-
EEB Perú Holdings LTD.	81,262	79,013	(5,828)	73,185	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A.	14,956	4,975	(297)	4,678	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	565	(406)	24	(382)	-
EEB Gas SAS	36,645	(16,324)	-	(16,324)	55,598
EEB Energy RE	5,293	4,638	(277)	4,361	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	38,999	26,655	894	27,549	-

El 30 de septiembre del año 2016 la distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A E.S.P se fusionó con Codensa.

Diciembre 31, 2015

	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	1.215.232	127.766	-	937.475	-
Contugas SAC.	205.133	(32.906)	(4.828)	37.734	-
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	362.874	12.852	(404)	12.448	-
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	37.293	3.507	515	4.022	-
EEB Perú Holdings LTD.	1.538.597	55.509	8.145	63.654	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	10.007	2.979	437	3.416	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	4.476	(819)	(120)	(639)	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	41.215	(12.458)	(7.812)	(20.273)	-
EEB Gas SAS	60.013	56.222	-	56.222	63.017
EEB Energy RE	6.156	4.174	612	4.786	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	207.744	123.405	(2.495)	120.919	-

Diciembre 31, 2014

	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	946.752	144.943	-	144.943	440.005
Contugas SAC.	213.199	(78.248)	(15.323)	93.571	-
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	318.475	19.288	(6.551)	12.737	-
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	10.934	(7.300)	(1.429)	(8.729)	-
EEB Perú Holdings LTD.	1.049.816	42.076	8.239	50.315	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	3.285	1.749	326	2.075	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	7.039	(391)	(77)	(468)	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	48.247	(189.918)	8.294	(181.624)	-
EEB Gas SAS	83.122	78.210	-	78.210	44.781
EEB Energy RE	2.459	1.625	318	1.943	-

La información financiera resumida con respecto a cada una de las asociadas materiales del Emisor se presenta a continuación:

Septiembre 30, 2016

	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Valor en libros
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	2,146,880	99.97%	2,146,155
EEB Internacional LTD.	3	100.00%	3
Contugas SAC.	160,697	68.80%	110,559
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	473,324	95.29%	451,018
EEB Perú Holdings LTD.	655,477	100.00%	655,477
EEB Ingenieria y Servicios S.A	12,128	100.00%	12,128
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	4,846	100.00%	4,846
EEB Gas SAS	543,466	100.00%	543,466
EEB Energy RE	12,947	100.00%	12,947
GEBBRAS Participacoes LTDA	331,388	100.00%	331,388
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	5

Diciembre 31, 2015

	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Valor en libros
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	3.984.753	68,05%	2.711.587
EEB Internacional LTD.	3	100%	3
Contugas SAC.	167.586	63,18%	113.550
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	252.024	51,00%	128.532
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	510.411	95,29%	486.358

EEB Perú Holdings LTD.	700.441	100%	700.441
EEB Ingenieria y Servicios S.A	8.147	100%	8.147
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	5.647	100%	5.647
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	1.351.022	100%	1.351.022
EEB Gas SAS	615.389	100%	615.389
EEB Energy RE	9.396	100%	9.396
GEBBRAS Participacoes LTDA	274.342	100%	274.342
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	100%	5

Diciembre 31, 2014

	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Valor en libros
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	2.919.513	68,05%	1.986.701
EEB Internacional LTD.	3	100%	3
Contugas SAC.	122.267	100%	77.241
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	239.505	51%	122.147
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	384.674	95,29%	366.546

EEB Perú Holdings LTD.	483.727	100%	483.727
EEB Ingenieria y Servicios S.A	3.594	100%	3.594
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	4.783	100%	4.783
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	821.163	100%	821.163
EEB Gas SAS	622.184	100%	622.184
EEB Energy RE	3.502	100%	3.502
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	100%	5

Enero 1, 2014

	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Valor en libros
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	2.838.077	68,05%	1.931.285
EEB Internacional LTD.	3	100%	3
Contugas SAC.	140.095	75%	105.070
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	225.613	51%	115.063
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	316.838	95,29%	301.906
EEB Perú Holdings LTD.	349.060	100%	349.060

EEB Ingenieria y Servicios S.A	1.210	100%	1.210
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	-	99,50%	-
EEB Gas SAS	588.756	100%	588.756
EEB Energy RE	1.255	100%	1.255

Revelación reconocimiento de método de participación en el estado de resultado integral:

Septiembre 30, 2016

	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Participación de la Empresa en los resultados de la subordinada
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	231,898	-	99.97%
Contugas SAC.	(22,703)	-	68.80%
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	7,009	-	95.29%
EEB Perú Holdings LTD.	79,013	-	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios S.A	4,975	-	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	(406)	-	100.00%
EEB Gas SAS	(16,324)	-	100.00%
EEB Energy RE	4,638	-	100.00%
GEBBRAS Participacoes LTDA	26,655	-	100.00%
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	-	-	100.00%

Diciembre 31, 2015

	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Participación de la Empresa en los resultados de la subordinada
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	132,817	-	68.05%
Contugas SAC.	(32,906)	(4,828)	67.76%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	12,852	(404)	51.00%
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	3,507	515	95.29%

EEB Perú Holdings LTD.	55,509	8,145	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios S.A	2,979	437	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	(519)	(120)	100.00%
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	(12,461)	(7,812)	100.00%
EEB Gas SAS	56,222	-	100.00%
EEB Energy RE	4,174	612	100.00%
GEBBRAS Participacoes LTDA	123,405	(2,495)	100.00%

Diciembre 31, 2014

	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Participación de la Empresa en los resultados de la subordinada
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	144,943	-	68.05%
Contugas SAC.	(78,248)	(15,323)	63.18%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	19,288	(6,551)	51.00%
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	(7,300)	(1,429)	95.29%
EEB Perú Holdings LTD.	42,076	8,239	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios S.A	1,749	326	100.00%
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	(391)	(77)	100.00%
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	(189,918)	8,294	100.00%
EEB Gas SAS	78,210	-	100.00%
EEB Energy RE	1,625	318	100.00%
			100.00%

Nota: La participación del Emisor en Emgesa y Codensa según la clase de acciones es la siguiente:

- Del 51.51% de las acciones que tiene EEB en Emgesa S.A. E.S.P, 14.07% son preferenciales y 37.44% son acciones ordinarias.
- Del 51.75% de las acciones que tiene EEB en Codensa S.A. E.S.P., 14.96% son preferenciales y 36.79% son acciones ordinarias.

6.4.11 Restricciones para la venta de los activos que conforman el portafolio de inversiones del Emisor

A continuación se exponen las restricciones existentes para la venta de los activos que conforman el portafolio de inversiones del Emisor, en qué consisten, a qué aplican y hasta cuándo permanecen dichas restricciones:

Bajo el *Indenture* del Bono EEB 2021, el Emisor acordó el cumplimiento de algunas obligaciones restrictivas, incluyendo limitación en la venta de activos, excepto en aquellos casos que:

- El Emisor reciba contraprestación por la disposición de los activos al menos un valor equivalente al valor justo del mercado de dichos activos; y

- Por lo menos 75% de dicha contraprestación recibida por el Emisor sea en efectivo o en inversiones temporales de efectivo.

6.4.12 Información sobre las principales inversiones del Emisor en curso de realización y su modo de financiación

Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control - Capex Acumulado al 3T/2016

Proyecto	Empresa	Sector	País	Ejecutado USD Millones	Financiación	En operación
Crecimiento órganico / mantenimiento	EMGESA	G E	Colombia	38	Recursos Propios y Deuda	16
Atención nueva demanda	CODENSA	D E	Colombia	140.0	Recursos Propios y Deuda	16
Ampliaciones sistema	GAS NATURAL	T + D GN	Colombia	15.1	Recursos Propios	16
Ampliaciones sistema	CTM	D E	Peru - Guatemala	180.0	Recursos Propios y Deuda	16
Ampliaciones concesión y nuevas	REP	T E	Peru	22.5	Recursos Propios y Deuda	16
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D GN	Colombia	81.7	Recursos Propios y Deuda	16

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

Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB - Compañías Controladas

Proyecto / Cía.	País	Sector*	Inver. Total USD Millones	Estado	Financiación	En operación
Lima Callao – Cálidda	Perú	D GN –ampliación red	321	En construcción	Recursos Propios	2015-2017
Contugas	Perú	D GN	22	En Operación		
TGI – Colombia	Colombia	T GN	356	En planificación	Recursos Propios	2015-2017
Guatemala – TRECSA	Guatemala	T E	160	Operación parcial	Recursos Propios y Deuda	2015-2017
Proyectos UPME – EEB	Colombia	T E	738	En construcción	Recursos Propios	2015-2018
Ingenios – EEBIS	Guatemala	T E	5	En construcción	Recursos Propios	2015-2017

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

Adicionalmente, dentro de la estrategia EEB está previsto en las convocatorias que desarrolle la UPME para la expansión del STN.

- Inversiones en el sector de transmisión de energía eléctrica en Latinoamérica.
- Inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Inversiones en el sector de transporte de gas natural en Latinoamérica.

6.4.13 Compromisos en firme del Emisor para la adquisición de inversiones futuras

El Emisor no posee compromiso en firme por parte de sus órganos de dirección para la adquisición de inversiones futuras.

6.4.14 Breve descripción de los activos fijos separados por propios, en leasing, rentados y otros

Al 30 de septiembre de 2016, los siguientes son los valores de propiedades, planta y equipo de EEB Individual:

	Activos adquiridos en leasing	Vlr. Libros Septiembre 2016 (COP Mm) Activo Propios	Vlr. Libros Septiembre 2016 (COP Mm) Activo Totales
No depreciables:			
Terrenos	-	11.226	11.226
Construcciones en curso	-	382.224	382.224
Subtotal no depreciables	**-**	**393.449**	**393.449**
Depreciables:			
Edificaciones	12.786	45.152	57.938
Plantas y ductos / Subestaciones	-	201.536	201.536
Redes, líneas y cables	-	224.873	224.873
Maquinaria y equipo	-	4.791	4.791
Muebles, enseres y equipos de oficina	-	710	710
Equipo de comunicación y computación	-	4.928	4.928
Equipo de transporte	-	361	361
Otros menores	-	35	35
Depreciación acumulada	(617)	(41.220)	(41.837)
Subtotal depreciables	**12.169**	**441.166**	**453.335**
Total	**12.169**	**834.615**	**846.784**

El detalle de los contratos de leasing que tiene la EEB es:

CONTRATO (COP)	VALOR CONTRATO	CANON	SALDO SEPT 2016
106493/Adquisición de los Pisos 9 y 10 locales 1 Y 3, 41 Parqueaderos y 2 depósitos del Edificio Fiducafe	10.468.570.000	917.090.161	9.342.832.611
109698/Reparaciones locativas y adecuación de las oficinas 901 y 1001, locales 1 y 3 de la torre A.	1.950.266.588	77.171.476	1.840.850.263
109701/Elementos y Accesorios de Oficina Abierta y Muebles en General.	1.340.051.107	736.944.955	277.225.764

Los demás activos presentados son propiedad de cada una de las empresas de la EEB.

Con corte a septiembre de 2016, la EBB cuenta con 1503 Km de circuito a nivel de 230 kV, 69 Bahías en Subestaciones 230-115 kV (56 de línea a 230 kV, 2 de transformación a 230 kV, 8 de Compensación a 230 kV y 3 de Compensación a 115 kV), cuenta con 235 MVA de Compensación Inductiva y 465 MVA de Compensación Capacitiva.

Activos de EEB en Operación		**2015**
Activos de Proyectos Considerados en las Cantidades por Año		
Km de Circuito	Tensión 500 Kv	0
	Tensión 220-230 kV	1503
	Tensión 110-115 kV	0
	Total Km de Circuito	**1503**
Bahías en Subestaciones 500-230-115 kV	Bahías de Línea	56
	Bahías de Transformación	2
	Bahías de Compensación	11
	Total Bahías 500-230-115 kV	**69**
MVA Transformación	**Transformación**	**0**
MVA de Compensación	**Inductivos**	**235**

	Capacitivos	**465**

6.4.15 Patentes, marcas y otros derechos de propiedad

El Emisor no tiene ninguna patente registrada. A continuación se enuncian los registros de marcas del Emisor:

Resolución	**34925**
Fecha	26/12/2005
Marca Mixta	EEB Según modelo adjunto
Servicio a distinguir	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA. Servicios comprendidos en la clase 35 de la Octava Edición de la Clasificación Internacional Niza
Vigencia	10 años a partir de la fecha de la Resolución citada.

Resolución	**33520**
Fecha	16/12/2005
Marca Mixta	EEB Según modelo adjunto
Servicio a distinguir	GENERACIÓN DE ENERGÍA Servicios comprendidos en la clase 40 de la Octava Edición de la Clasificación Internacional Niza
Vigencia	10 años a partir de la fecha de la Resolución citada.

6.4.16 **Protección gubernamental**

No existe protección gubernamental o grados de inversión de fomento que afecten al Emisor.

6.4.17 Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores

El Emisor celebra ocasionalmente transacciones y operaciones con entidades vinculadas en condiciones de mercado y de acuerdo a las prácticas comunes del mercado. Abajo se encuentra una descripción de ciertas transacciones materiales suscritas por EEB con ciertas partes vinculadas a 30 de septiembre de 2016:

TGI S.A. E.S.P.

Asesoría en servicios de apoyo técnico	•Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 5 de enero de 2009 •Al corte de septiembre de 2016 se causaron honorarios asociados a la ejecución de este contrato por $ 8.988. •El saldo de la cuenta por pagar a septiembre de 2016 es de 2.996.

Deuda active	•Con corte a *septiembre* 2016, el saldo del préstamo otorgado a TGI es de *$1.065.582.* •Plazo de pago: diciembre de 2022, un solo pago. •Tasa: 6,125% semestral vencido. •El saldo de la cuenta por cobrar por intereses a *30 de septiembre* de 2016 es por *$23.550.* •Ingresos por intereses durante el año 2016 es equivalente a *$51.574.*

Deuda pasiva	•Con corte a *septiembre* 2016, el saldo del préstamo recibido de TGI es de *$230.000.* •Plazo de pago: 1 año pagadero en una cuota única. •Tasa: DTF + 1%. •El saldo de la cuenta por cobrar por intereses a *30 de septiembre* de 2016 es por *$12.030.* •Gasto por intereses durante el año 2016 es equivalente a *$12.522.*

Trecsa S.A.

Asesoría en servicios de apoyo técnico	•Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 15 de julio de 2011. A partir del año 2016 este contrato fue cancelado. •A septiembre de 2016 se presenta cuenta por cobrar por valor de *$8.165.*

EEB INGENIERIA S.A. – GUATEMALA

Asesoría en servicios	•Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 10 de diciembre de 2012. A partir del año 2016 este contrato fue cancelado.

de apoyo técnico	•A septiembre de 2016 se presentan cuenta por cobrar *$3.098.*

EEB GAS SAS

Deuda Pasiva	•El 03 de marzo de 2016, EEB GAS otorgó préstamo a EEB por de *$50.000.* •El saldo de intereses por pagar asciende a *$2.163.* •Plazo de pago: 1 año, pagadero en una cuota única. •Tasa: DTF+ 1. •Gasto por intereses de con corte a septiembre 2016 es de *$3.270*.

GEBBRAS PARTICIPACOES LTDA.

Deuda activa	•Con corte a *septiembre* 2016, el saldo del préstamo otorgado a Gebbras es de *$156.189.* •Plazo de pago: 16 años días calendario. •Tasa: 9% anual pagaderos trimestre vencido. •El saldo de la cuenta por cobrar por intereses a 30 de septiembre de 2016 es por *$1.361.* •Ingresos por intereses durante el año 2016 es equivalente a *$10.693.*

- El Emisor tiene un compromiso con el Distrito Capital de Bogotá (su accionista controlante), para cancelar dividendos a partir del 2017 en 10 cuotas anuales, con un reconocimiento financiero de IPC + 4.15% a partir del 5 de julio de 2016. En total asciende a una suma cercana a de COP 350,000 Mm.

- El 5 de enero de 2009, EEB suscribió un contrato de servicio de apoyo técnico con TGI, bajo el cual EEB suministra apoyo técnico, legal, financiero y administrativo a TGI. A 2015, el valor de éste contrato corresponde al 1.2% del EBITDA de TGI del año inmediatamente precedente a la fecha de pago más IVA. El contrato tiene una duración de 20 años.

- El 27 de diciembre de 2011, EEB suscribió un acuerdo de pago de deuda subordinada con TGI, en razón al cual TGI y EEB acordaron las condiciones de pago de las obligaciones tomadas por TGI con EEB bajo unos créditos subordinados celebrados por TGI.

• El 14 de agosto de 2015 EEB otorgó un crédito a GEBBRAS Participações por la suma de 180 millones de reales brasileros. Éste prestamos tiene un término de hasta 16 años y una tasa de interés anual del 9%. El préstamo fue aprobado por la Junta Directiva de EEB.

A continuación se relacionan los saldos de los créditos hipotecarios que otorga el Emisor con sus administradores:

NOMBRE COMPLETO	Saldo	CARGO
Victor Gabriel Quiasua Colmenares	190,508,109	Gerente de Ingeniería
Yolanda Ramirez Hernández	735,042	Gerente de Regulación
Heliodoro Mayorga Moncada	271,778,711	Gerente de Filiales
Jairo Duran Nuñez	35,482,882	Gerente de Tesorería
Ernesto Moreno Restrepo	244,233,934	Vicepresidente de Transmisión
Juan Carlos Tarquino Sarmiento	100,846,040	Gerente Administrativo y Financiero
Mauricio Pablo Acevedo Arredondo	117,417,088	Gerente Proy UPME 02-2009 S/E Quimbo
Jaime Alfonso Orjuela Velez	237,894,362	Gerente de Planeación y Nuevos Negocios
Julio Hernando Alarcon Velasco	97,736,926	Gerencia de Contabilidad
TOTALES	**1.296.633.094**	

6.4.18 Créditos o contingencias que representan más del 5% del pasivo total del Emisor

Concepto	Dic-12	%	Dic-13	%	Dic-14	%	Dic-15	%	Sept-16	%
Cuentas y dividendos por pagar	28,616	1.91 %	37,948	2.03 %	1,120,989	32.16%	482,645	12.86%	117,735	3.61%
Cuentas por pagar y créditos con vinculados	41	0%	1,558	0.08 %	146,011	4.19%	499,901	13.32%	298,477	9.15%
Deuda de largo plazo	1,256,783	83.68%	1,623,456	86.65 %	1,957,598	56.16%	2,528,197	67.36%	2,607,087	79.91%

Porción no corriente cálculo actuarial	216,387	14.41%	210,595	11.24%	261,159	7.49%	242,710	6.47%	239,266	7.33%
TOTAL PASIVO	**1,501,827**	**100%**	**1,873,557**	**100%**	**3,485,757**	**100%**	**3,753,453**	**100%**	**3,262,565**	**100%**

A la fecha, EEB no tiene contingencias superiores al 5% del pasivo de EEB Individual del Emisor. La prelación de pago está relacionada con las fechas de vencimiento de las obligaciones y el emisor se encuentra al día en el pago de capital e intereses de todas sus obligaciones

6.4.19 Obligaciones financieras

Al 30 de septiembre de 2016, la deuda del Emisor incluidos los intereses causados era de COP 2.350.833, denominadas en moneda extranjera.

A continuación se encuentra el detalle de las obligaciones financieras del Emisor a 30 de septiembre de 2016:

- Emisión de bonos en los mercados internacionales: El 10 de noviembre de 2011 el Emisor emitió bonos con vencimiento en el 2012 por un monto de USD 610 Mm, con una tasa de interés anual del 6.125%. El vencimiento de los bonos internacionales es el 10 de noviembre de 2021 y las fechas de pago de intereses son el 10 de mayo y el 10 de noviembre de cada año. El 7 de noviembre del 2013 el Emisor emitió bonos adicionales por un monto de USD 112 Mm y el 20 de noviembre de 2013 emitió bonos adicionales por un monto de USD 27 Mm. Estas emisiones se han realizado en las mismas condiciones que la emisión de noviembre de 2011. Los bonos son bullet al vencimiento.

6.4.20 Procesos judiciales

A 30 de septiembre de 2016 cursaban en contra del Emisor demandas civiles ordinarias, acciones de grupo, acciones civiles, procesos laborales y ejecutivos con pretensiones de aproximadamente COP 16.065.977.489 y con provisiones a la misma fecha por COP 6.826.721.549 .

Aunque no existe garantía respecto a un pronunciamiento definitivo sobre estos asuntos, EEB opina, con base en información disponible en este momento y con base en consultas con los abogados externos e internos que adelantan dichos procesos, que el resultado esperado de estas demandas y acciones legales, de forma individual o en total, no tendrán un efecto materialmente adverso en la situación financiera, el flujo de caja ni los resultados de las operaciones de EEB.

A continuación encuentra un resumen de las demandas y acciones legales más importantes, teniendo en cuenta que en todo caso, al ser el Emisor un emisor de valores, la información

relevante referente al mismo se encuentra a disposición de los interesados en el Registro Nacional de Valores y Emisores y puede ser consultada en la página web www.superfinanciera.gov.co de la Superintendencia Financiera:

A la fecha se encuentran en curso las siguientes acciones populares y de grupo, las cuales son de difícil cuantificación dada su naturaleza jurídica, razón por la cual están calificadas como pasivo contingente:

- En el Juzgado 5 Administrativo del Circuito de Bogotá se tramita la acción de grupo en la que actúan como accionantes Orlando Enrique Guaqueta, Miguel Ángel Chávez otros. (Muña) la pretensión de los actores asciende a la suma de 200 salarios mínimos mensuales legales vigentes por cada uno de los 3240 actores. Lo anterior con el fin de revelar la información como un pasivo contingente (Expediente 2011-096).

- En el Juzgado 1 Administrativo del Circuito de Zipaquirá cursa la acción popular en la que actúa como accionante Helga Adriana Knepper, cuya pretensión es que se declare que Emgesa, EEB, y los municipios de Gachalá y Gama reparen la vía que comunica dichos municipios (Expediente 2014-551).

- En el Tribunal Administrativo de Nariño cursa la acción popular en la que actúa como accionante Alfredo Cano Córdoba, cuya pretensión es que se ordene disponer el traslado inmediato de las redes de transmisión eléctrica que cruzan el corregimiento de cabrera del municipio de Pasto, Nariño y las que afectan igualmente a las zonas contiguas del municipio de pasto y que para las nuevas instalaciones, EEB deberá socializar su trabajo observando todas las exigencias legales necesarias para evitar futuros daños, indicando la respectiva licencia ambiental expedida por la ANLA (Expediente 2015-198).

- En el Consejo de Estado cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Quindío, cuya pretensión es que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2014-222).

- En el Tribunal Administrativo de Risaralda cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Risaralda, cuya pretensión es que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2015-038). En primera instancia se desvinculó a EEB de la acción y se encuentra en apelación ante el Consejo de Estado.

- En el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón (Huila) cursa proceso de expropiación de Emgesa contra el Incoder y vincularon a la EEB por poseer infraestructura de energía eléctrica. (Expediente 2014-008700).

• En el Juzgado 4 Administrativo Oral de Descongestión de Pereira – Risaralda cursa la acción de grupo en la que actúa como accionante la señora Magnolia Salazar de Sánchez y otros, cuya pretensión es que se declare que la empresa es responsable de los perjuicios al medio ambiente y patrimoniales (desvalorización del predio-minusvalía y valor comercial del área de servidumbre) sufrido por cada uno de los miembros del grupo con ocasión de la valoración "arbitraria e injusta" de los perjuicios generados con la imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica - proyecto UPME 05-2009 (Expediente 2015-307).

• En el Tribunal Administrativo de Cundinamarca cursa la acción popular en la que actúan como accionante Fabio Prieto Méndez y otros, cuya pretensión es que se ordene la construcción del metro subterráneo en el Distrito Capital (Expediente 2016-0022).

• En el Tribunal Administrativo de Cundinamarca cursa la acción popular en la que actúan como accionante Lina Paola Robles, en su calidad de Personera del Municipio de Gachancipa, en contra de ANLA, UPME, CAR y EEB con el fin de evitar la construcción de la subestación del proyecto Chivor Norte BACATÁ, alegando violación al derecho colectivo al goce de un medio ambiente sano en conexidad con la vida (Expediente 2016-103).

• EEB fue notificada el 29 de julio de 2014 de una solicitud de arbitraje promovida por el Consorcio GyM-Conciviles en contra de Contugas y EEB, ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI), relacionada con el 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. La Demandante estima sus pretensiones de manera preliminar en una suma no menor a USD 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. EEB planteó una objeción jurisdiccional contra su inclusión en este proceso arbitral, la cual será resuelta por el Tribunal Arbitral.

Considerando la etapa en la cual se encuentra el proceso de arbitraje y que no se ha resuelto la objeción jurisdiccional de EEB, no se tienen suficientes elementos de juicio para calificar y valorar una posible contingencia para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

Con sustento en las razones expuestas y en la información disponible al momento de emitir la presente opinión, este proceso se revela y se califica como "pasivo contingente" según la Norma NIIF.

En la acción popular N° 4883/1993, instaurado en contra de EEB, Emgesa y otros por el ciudadano Gustavo Moya Ángel y otros, el Consejo de Estado profirió fallo definitivo el 28 de marzo de 2014. Las obligaciones impuestas a EEB no son cuantificables, toda vez que son prestaciones de hacer y sus costos asociados solo se conocerán a medida que se

avance en las acciones pertinentes y se desarrollen las audiencias de verificación de cumplimiento de la sentencia en el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

6.4.21 Valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores

Actualmente, el Emisor tiene sus acciones ordinarias inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores. En total hay 9,181,177,017 acciones en circulación de valor nominal de 53.60 cada una.

6.4.22 Títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentren sin redimir

El Emisor ha emitido bonos en los mercados internacionales por USD 749 Mm pagaderos totalmente al vencimiento, con calificación BBB-/Baa2/BBB de acuerdo con S&P, Moody's y Fitch respectivamente. Dicha emisión se realizó el día 12 de noviembre de 2011 y tiene vencimiento el día 12 de noviembre de 2021 el cual reconoce a los tenedores un rendimiento de 6.125% pagaderos semestralmente.

6.4.23 Garantías otorgadas a favor de terceros

El 29 de agosto de 2002, EEB celebró un acuerdo de pignoración de acciones con el Banco Continental S.A., en nombre de algunos acreedores asegurados, de conformidad con las cuales EEB pignoraba sus acciones en REP representadas por el 40% de acciones ordinarias de dicha compañía como garantía para (i) el Acuerdo de Crédito celebrado entre Banco de Crédito del Perú-BCP, como prestamista y REP como prestatario, fechado el 1 de diciembre de 2006 por un total de USD 34 Mm, con un interés con una tasa LIBOR + 2.125% por año y con un término de 10 años; y (ii) las siguientes emisiones de bonos de REP registradas en Perú bajo *"Red de Energía del Perú – Primer programa de bonos"*. (a) emisión realizada el 14 de Julio de 2003 por un monto de USD 30 Mm, con un plazo de 10 años y una tasa de interés anual del 5.75%, (b) emisión realizada el 10 de noviembre de 2003 por un monto de USD 20 Mm, con un plazo de 10 años y una tasa de 5.13% anual ; (c) emisión realizada el 19 de julio de 2004 por un monto de USD 14.20 Mm, con un plazo de 12 años y una tasa de interés de 7.75% anual, (d) emisión realizada el 20 de agosto de 2004 por un monto de USD 5.80 Mm con un plazo de 12 años y una tasa de interés del 7.63% anual; (e) emisión realizada el 30 de noviembre de 2004 por un monto de USD 30 Mm, con un plazo de 10 años y una tasa anual de Libor más 2.56%: y (iii) las emisiones de bonos realizadas por REP en Perú el 16 de febrero de 2007 por un monto de USD 8.50 Mm y USD 21.50 Mm respectivamente, con tasa de interés anual de Libor más 0.75% y un plazo de 12 años.

Bajo el acuerdo de pignoración de acciones, EEB acordó no transferir sus acciones en REP a terceros ni otorgar ninguna otra prenda ni derecho a terceros con respecto a las acciones pignoradas.

El 29 de agosto de 2012, EEB y TGI, por una parte, y Contugas, por la otra, celebraron un compromiso irrevocable de accionistas mayoritarios (el "Compromiso Irrevocable"), mediante el cual EEB y TGI se obligaron, en su calidad de accionistas mayoritarios de Contugas, a realizar los aportes a Contugas que sean necesarios para que Contugas, en el caso que no cuente con fondos suficientes y disponibles, pueda realizar los pagos (i) del contrato de crédito sindicado celebrado entre Contugas, en calidad de deudor, y Banco de Bogotá, Davivienda y Banco de Crédito del Perú y (ii) las obras asociadas al Sistema de Distribución de Gas Natural en el Departamento de Ica. Dichos aportes pueden realizarse ya sea (i) mediante aportes de capital a Contugas directamente o a través de sus afiliadas; o (ii) mediante el otorgamiento a favor de Contugas de préstamos o cualquier otra forma de financiamiento, que constituyan deuda subordinada.

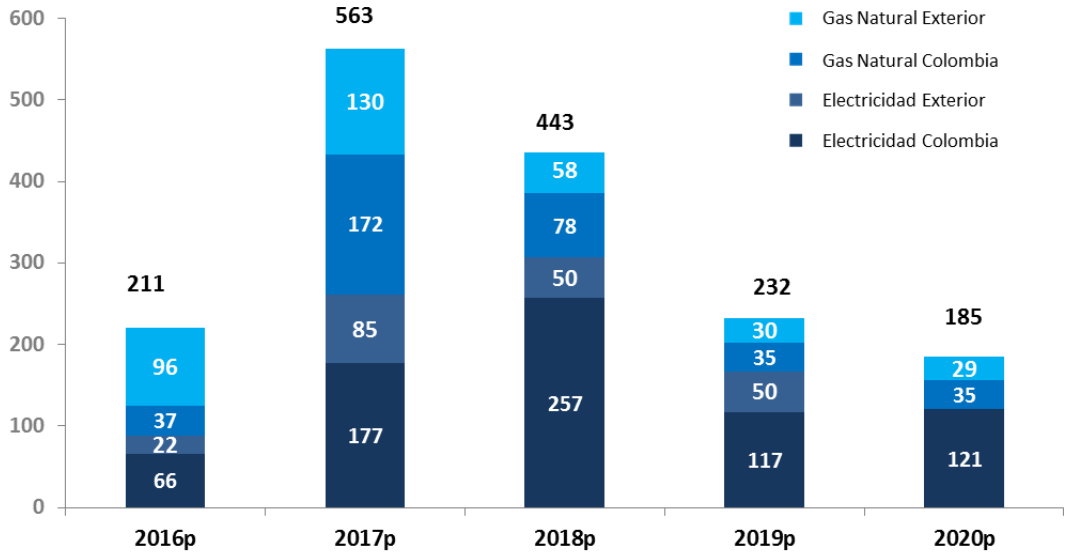
El Compromiso Irrevocable fue modificado el 11 de noviembre de 2014 para modificar las consideraciones en virtud de la firma de un nuevo contrato de crédito celebrado con Banco Davivienda S.A., Banco de Bogotá (Nassau) Limited, Banco de Bogotá (Panamá) S.A. y Corporación Andina de Fomento, el cual reemplazó el contrato de crédito referenciado en el Compromiso Irrevocable.

Trecsa suscribió un contrato de crédito con Citibank Europe PLC UK Branch y la agencia de exportaciones canadiense EDC (Exporting Development Canada), por un monto de ochenta y siete millones de dólares (USD 87.000.000), para financiar el proyecto PET 1-2009, cuyo vencimiento será el 29 de junio de 2028. La suscripción de dicho contrato contará con una garantía otorgada por EEB la cual fue autorizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia a través de la Resolución No. 1733 del 15 de junio de 2016.

EEB Ingeniería y Servicios Sociedad Anónima (EEBIS) suscribió un contrato de crédito con Citibank, N.A., London y Banco de Sabadell, S.A., con vencimiento al 26 de agosto de 2021, en el cual Citibank Europe PLC UK Branch actúa como Facility Agent, por un monto de cuarenta y ocho millones de dólares (USD 48.000.000), para financiar parcialmente la ejecución de los proyectos de transmisión que EEBIS adelanta en Guatemala. El contrato de crédito cuenta con garantía de EEB, que fue autorizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia mediante Resolución No. 1902 del 23 de junio de 2016.

6.4.24 Perspectivas de proyectos de expansión y desarrollo

El Emisor espera generar más valor para la ciudad y sus accionistas con un plan de inversiones estimado de USD 1.6 billones, concentrados principalmente en proyectos de electricidad UPME.



Cifras en USD Mm

PROYECTOS ADJUDICADOS 2014 – 2015	Total Inversión (USD)
UPME 05 de 2012 2da línea Cartagena Bolívar 220 kW	94,500,000.00
UPME 01 de 2013 1er refuerzo Oriental 500 kW	231,000,000.00
UPME 06 de 2014 Proyecto Río Córdoba 220 kW	57,750,000.00
ECOPETROL San Fernando 230 kW	32,550,000.00
UPME 04 de 2014 Refuerzo Suroccidental 500 kW	346,500,000.00
UPME STR 07 de 2014 Proyecto Transformadores 220/110 kW Río Córdoba	7,612,500.00
UPME 01 de 2014 La Loma 500 kW	22,050,000.00
UPME STR 13 de 2015 Proyecto La Loma STR 220/110 kW	47,250,000.00
DRUMMOND Río Córdoba 220 kW	5,410,650.00

Los proyectos se detallan a continuación:

CONVOCATORIA UPME 05-2012: Segunda Línea de Transmisión Bolívar - Cartagena 220 kW

El Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2012-2025 de la UPME, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 0423 de 2013, identificó, para el año 2018, restricciones operativas en el área Bolívar ante una falla del circuito Cartagena – Bolívar

220 kW. Con el fin de aumentar el límite de importación en el Área Bolívar, se recomendó la construcción de una segunda línea Cartagena – Bolívar 220 kW, así mismo el Plan de Expansión indica que:
"Considerando nuevos proyectos de generación en el área, este nuevo circuito permitiría en periodos de hidrología crítica la correcta evacuación de toda la generación, sin incurrir en limitaciones al despacho y sus subsecuentes sobrecostos operativos".

Convocatoria UPME-01 2013: Primer Refuerzo Área Oriental 500 kW

El Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013-2027 de la UPME, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 9 0772 de septiembre 17 de 2013, subrogada por la Resolución MME No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, definió las obras asociadas para la conexión de la planta de generación Ituango y su red correspondiente y nuevas líneas para incrementar las transferencias hacia el área Oriental. El proyecto incluye la construcción de la nueva subestación Norte 500 kW.

CONVOCATORIA UPME 06-2014: **Proyecto Subestación *Río Córdoba* 220 kW y líneas de transmisión asociadas**

En el Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013 se identificaron, en el corto plazo, restricciones operativas en el área:
Se presenta agotamiento de la capacidad de carga de la línea Fundación – Rio Córdoba 110 kW, debido al crecimiento de la demanda conectada en las subestaciones del enlace Santa Marta – Gaira – Rio Córdoba – Fundación 110 kW, se pueden generar sobrecargas en el circuito y desatención de demanda.

Se proyecta la conexión de la demanda asociada al Puerto Drummond a la subestación Rio Córdoba 220 kW a través de una línea de 7 Km y una nueva subestación 220 kW junto con un transformador 220/22 kW de 50 MVA en el puerto Drummond, mediante activos de conexión.

Servicio de Conexión de ECOPETROL - Subestación San Fernando 230 kW y línea Reforma - San Fernando

El proyecto tiene por objeto "*asegurar el suministro de energía eléctrica mediante una fuente principal de energía durante el periodo 2016 al 2018 para el desarrollo de los campos de producción directa*".

El proyecto de conexión de la Subestación San Fernando 230 kW en la Subestación Reforma 230 kW de propiedad de ISA, cuenta con concepto aprobatorio de la UPME, con una capacidad de carga aprobada de 30 MW.

Convocatoria UPME-04-2014 Refuerzo 500 kW Suroccidental: Subestación Alférez 500 kW y las líneas de transmisión asociadas

El Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013-2027 de la UPME, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 9 0772 de septiembre 17 de 2013, subrogada por la Resolución MME No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, definió las obras asociadas para la conexión de la planta de generación Ituango y su red correspondiente y nuevas líneas para incrementar las transferencias hacia el área suroccidental.

CONVOCATORIA UPME STR 07-2014: Proyecto Trafos Río Córdoba 220/110 kW

En el Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013 se identificaron, en el corto plazo, restricciones operativas en el área:
Se presenta agotamiento de la capacidad de carga de la línea Fundación – Rio Córdoba 110 kW, debido al crecimiento de la demanda conectada en las subestaciones del enlace Santa Marta – Gaira – Rio Córdoba – Fundación 110 kW, se pueden generar sobrecargas en el circuito y desatención de demanda.

Se proyecta la conexión de la demanda asociada al Puerto Drummond a la subestación Rio Córdoba 220 kV a través de una línea de 7 Km y una nueva subestación 220 kW junto con un transformador 220/22 kW de 50 MVA en el puerto Drummond, mediante activos de conexión.

CONVOCATORIA UPME 01-2014: Proyecto Subestación *La Loma* 500 kW y líneas de transmisión asociadas

El Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013-2027 de la UPME, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 9 0772 de septiembre 17 de 2013, subrogada por la Resolución MME No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, identificó, en el corto plazo, restricciones operativas en el área del Cesar: se presentan problemas de confiabilidad en el sistema y de los niveles de tensión en el área.

Se proyecta la conexión de la demanda asociada al usuario Drummond en la subestación La Loma 500 kW, mediante activos de conexión - demanda aprobada 120 MW. Se proyecta la conexión de otros usuarios a mediano plazo, al igual que de generación.

CONVOCATORIA UPME STR 13-2015: Proyecto Subestación La Loma 110 kW y líneas de transmisión asociadas

El Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2014-28 de la UPME, identificó, en el corto plazo, restricciones operativas en el área del Cesar.

Se presentan problemas de confiabilidad en el sistema y en los niveles de tensión del área.

Se requiere un nuevo punto de inyección de energía desde el STN hacia el STR, que permita garantizar la atención de la demanda actual y futura en la zona, mejorar las condiciones de confiabilidad y seguridad y la conexión de nuevos usuarios a mediano plazo.

Conexión del Puerto de Cargue de DRUMMOND en la Subestación - Río Córdoba 220 kW

La Empresa como inversionista del proyecto Río Córdoba 220 kW (UPME-06-2014), fue contactada por DRUMMOND para obtener una oferta para la construcción y AOM de los activos de conexión en la Subestación Río Córdoba 220 kV. (2/3 de un diámetro)

El objeto del Proyecto es: diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas y puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento de activos de conexión del puerto de cargue de Drummond ltd., en la subestación Río Córdoba 220 kW en el municipio de ciénaga-magdalena.

Los proyectos enunciados anteriormente, se financiarán con recursos provenientes de caja y de la emisión y colocación de bonos locales.

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]

6.5 *CAPITULO V – COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DE EEB*

6.5.1 Tendencias, compromisos o acontecimientos que afectan la liquidez del Emisor, sus resultados de operación o su situación financiera.

El Emisor ha tenido un historial de crecimiento en los dos principales segmentos de negocio, el gas natural y la electricidad. En este sentido, el Emisor mantiene un portafolio diversificado en términos de negocios y segmentos y también por zona geográfica que proporciona a EEB con la combinación de liderazgo único en la región. EEB tiene presencia en Colombia Perú, Guatemala y Brasil.

En términos del negocio de gas natural, TGI mayor subsidiaria controlada, transportó durante el tercer trimestre de 2016 458 millones de pies cúbicos estándar por día y alcanzó un EBITDA de USD 281 Mm, manteniendo aproximadamente el 48.5% de cuota de mercado. Por otro lado, la filial peruana de gas natural, Cálidda, alcanzó un total de cuatrocientos diecisiete mil clientes conectados a su red. Entre ellos se consideran nuevos clientes industriales, residenciales y de GNV. Contugas, empresa de distribución de gas natural en el Perú, a partir de septiembre de 2015 conectó 35,825 clientes cumpliendo con su obligación contractual para el segundo año de entrada en operación. Recordamos que Contugas también firmó recientemente un contrato de distribución con dos generadores de energía las plantas Egasa / Egesur por un monto de USD 1.2 Mm por mes, lo que aumentó el volumen transportado.

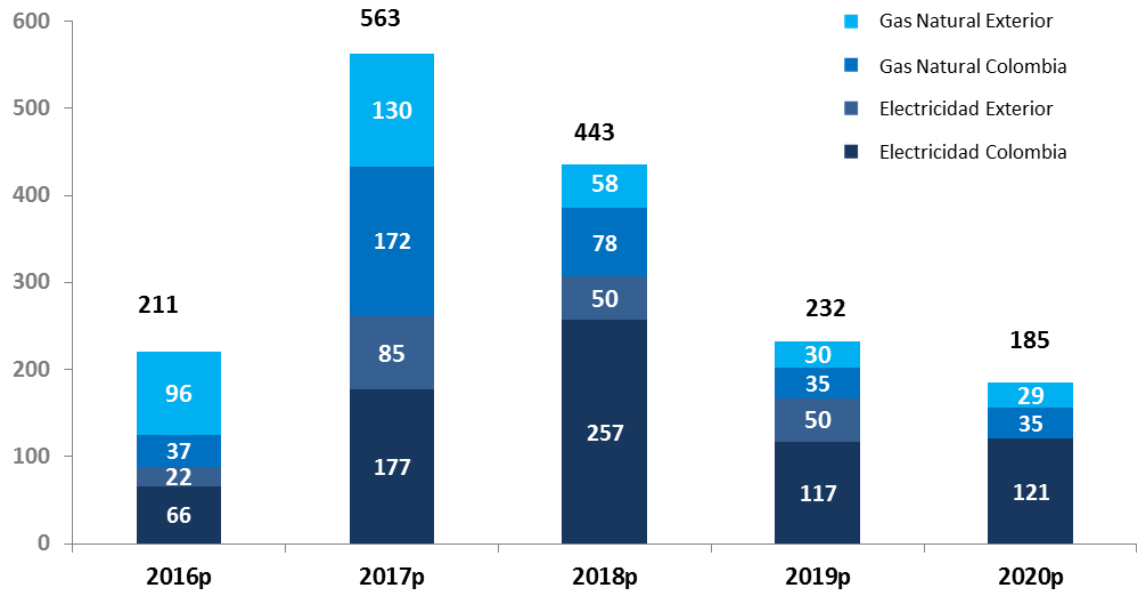
Con respecto al negocio local de electricidad, como se ha anunciado, la UPME ha adjudicado a EEB S.A. E.S.P invertir aproximadamente USD 940 Mm en los próximos años con el ánimo de fortalecer el Sistema de Transmisión Nacional. Estos proyectos estarán en funcionamiento en los próximos 3 años y contribuirán a la generación de ingresos anuales de EEB S.A. E.S.P. en aproximadamente USD 100 Mm, y alcanzando el 17% de la cuota de mercado en el sistema de transmisión de electricidad en Colombia.

En términos de TRECSA, la filial guatemalteca tiene en operación las subestaciones San Agustín, Pacifico, La Vega II y Chixoy, así como de la Línea Chixoy II-San Agustín, Morales – Panaluyá, Conexión 69 Morales, Conexión 69 Izabal y Tactic – Izabal y reactores, especialmente por la Conexión 138 Huehuetenango II, y este año esperan recibir, en promedio, una cantidad de USD 7.5 Mm. Para este año, el ingreso corriente se espera en USD 16 Mm, y para el año 2017, USD 26 Mm.

Con respecto a las compañías asociadas, destacamos que mantienen su buen rendimiento operativo y algunas de ellas decretaron dividendos de forma anticipada a EEB. A finales de 2015 también se resalta que El Quimbo, un proyecto de Emgesa, ya está terminado y está en funcionamiento. Este proyecto cuenta con 400 MW de potencia, con una inversión hasta la fecha de USD 1.2 Mm y a la fecha ya se encuentra en operación comercial.

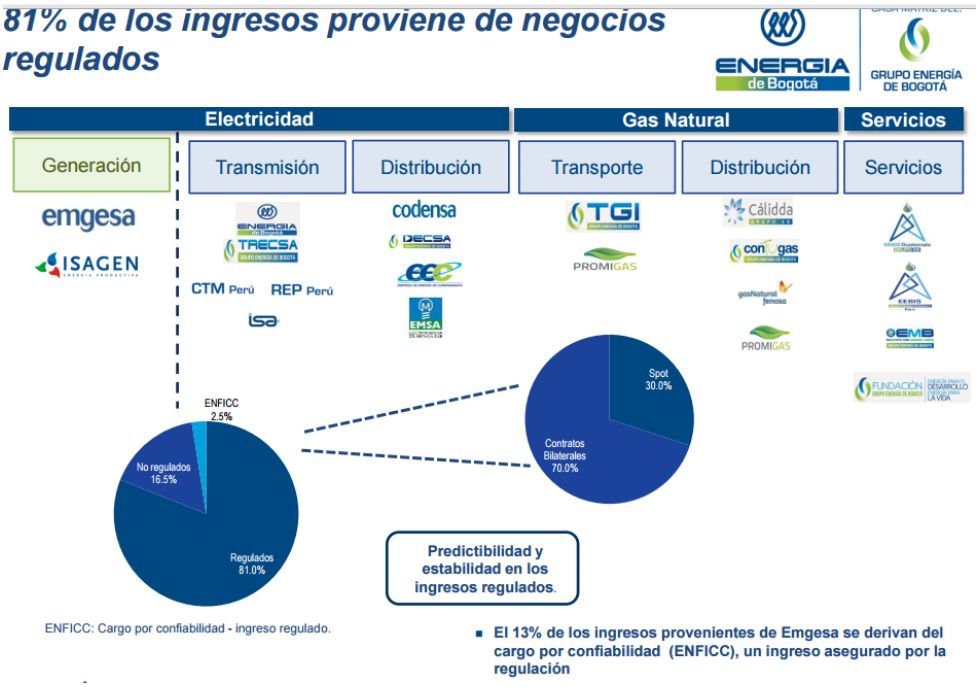
En cuanto a Brasil, y los recientes vehículos de transmisión incorporados, se ha iniciado el proceso de sinergias y de integración a la EEB y demás compañías vinculadas.

El Emisor espera generar más valor para la ciudad y sus accionistas con un plan de inversiones estimado de USD 1.6 billones, concentrados principalmente en proyectos de electricidad UPME.



Cifras en USD Mm

[ESPACIO DEJADO EN BLANCO DE FORMA INTENCIONAL]



6.5.2 Ingresos operacionales

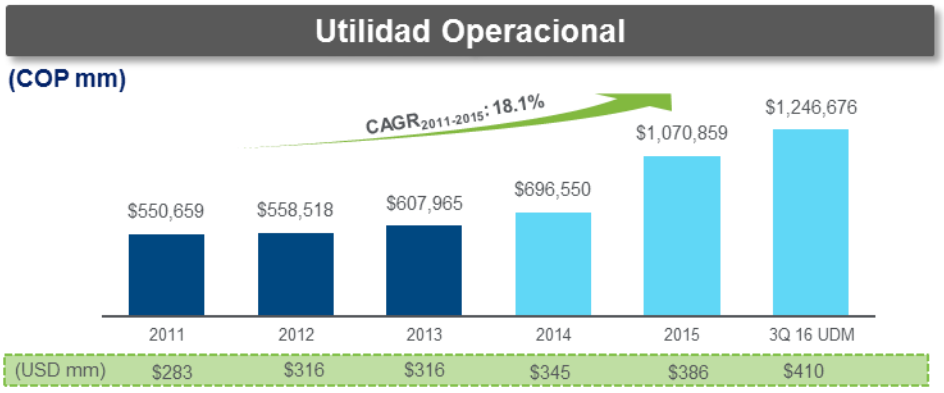
EEB consolida los ingresos operacionales de (i) su negocio de transmisión de electricidad en Colombia, el cual opera directamente, (ii) del negocio de transporte de gas natural en Colombia, el cual es operado por Transportadora de Gas Internacional TGI, y (iv) el negocio de distribución de gas natural en Perú operado por Cálidda y Contugas. El negocio de distribución de electricidad no es consolidado dentro de los ingresos y en adelante se consolida por parte de Codensa S.A. E.S.P. dada la fusión por absorción entre EEC y Codensa.

EEB reportó sus resultados financieros consolidados al cierre del tercer trimestre del año 2016; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá - GEB-, alcanzaron la cifra acumulada de COP 2,358,229 millones lo que significó un crecimiento del 3% equivalente a +COP 69,515 millones liderado por (1) mayores ventas de gas (+COP 124,853 millones) gracias a nuevas instalaciones e ingresos por concesión en el negocio de distribución de gas natural en Perú (Cálidda y Contugas) y a mayores ingresos en transporte de gas natural en Colombia (+COP 135,730 millones) dado un mayor volumen transportado por TGI. S.A. E.S.P. representado por mayores ingresos en transmisión de electricidad en Colombia +COP 67,754 millones (Entrada parcial en operación de TRECSA e ingresos de transmisión local). El resultado de las actividades operacionales mostró un crecimiento del 23.2% alcanzando un valor de COP 931,528 millones, cuyos principales contribuyentes fueron los negocios de distribución y transporte de gas debido a un crecimiento en sus ingresos operacionales y a unos costos y gastos controlados durante el período.

La ganancia del Grupo correspondiente a los nueve meses del año 2016, presentó un aumento frente al año 2015 en el 80.3% producto de un incremento en el método de participación del 4.3% equivalente a COP 749,168 millones y un incremento del ingreso por diferencia en cambio del 157.4% equivalente a una cifra de COP 149,399 millones para el período reportado.

Finalmente, la ganancia neta del Grupo se incrementó en el 80.3% valor que corresponde a COP 1,105,887 millones.

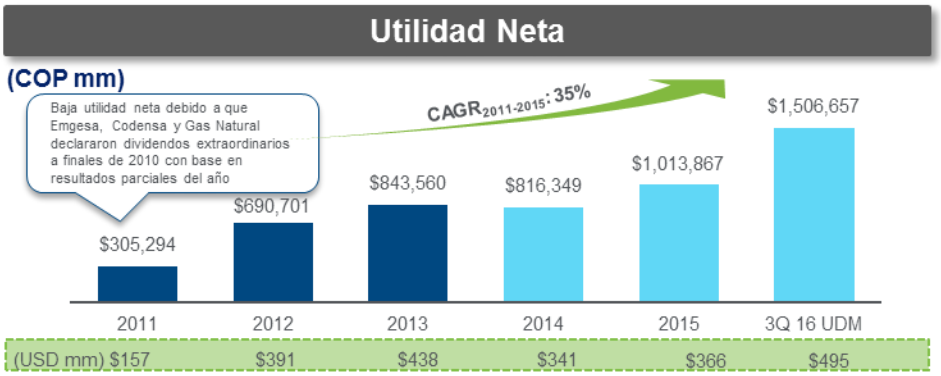
6.5.3 Cambios significativos en ventas, costo de ventas, gastos de operación, costo integral de financiamiento, impuestos y utilidad neta



El costo de ventas se redujo en 6.9% producto principalmente de la no consolidación de costos y gastos operacionales de EEC.
En el negocio de distribución de gas natural, el incremento es producto de mayores conexiones a clientes residenciales habilitados (en Contugas) y en Cálidda al costo de las instalaciones

internas, consumo de suministros, honorarios, mantenimiento y reparación de la red principal de gas y amortización de la concesión.

La utilidad operacional creció a un ritmo superior al de los ingresos operacionales dado que los costos y gastos operacionales decrecieron a nivel de la línea de negocio en donde anteriormente se incluía EEC, esto como consecuencia de la absorción. Como resultado de lo anterior, la utilidad operacional durante los primeros nueve meses alcanzó la cifra de COP 931,528 Mm con un crecimiento del 23% frente al año inmediatamente anterior.



N.B. Los dividendos decretados anticipadamente en octubre de 2014 por compañías no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural,) con base en estados financieros de enero a agosto de 2014. Estos dividendos alcanzaron COP 669,884 Mm.

La diferencia en cambió presentó un incremento del 157%. El efecto neto de la diferencia en cambio generado principalmente por la conversión de la deuda consolidada en moneda extranjera a la Tasa Representativa del Mercado de cierre de septiembre 2016 frente a la TRM de septiembre de 2015. El peso colombiano ha presentado revaluación, en ese período lo cual genera un menor valor en la deuda consolidada denominada en moneda extranjera y un mayor valor de las inversiones en moneda extranjera.

La utilidad neta a septiembre de 2016 cerró en COP 1,105,887 Mm, lo cual representa un crecimiento de 80.3% frente al 2015.

En resumen, entre 2012 y 2014 los ingresos consolidados del Emisor crecieron en 81% Los ingresos operacionales consolidados en el último reporte al tercer trimestre alcanzaron los COP 2.3 billones, lo que demuestra una evolución creciente y estable.

La utilidad neta entre el período de 2012 y 2014 creció en 42%. Al tercer trimestre de 2016 la utilidad neta alcanzó COP 1,105,887 Mm.

6.5.4 Pasivo pensional

El valor acumulado del cálculo actuarial por pasivo pensional a cargo de EEB a septiembre de 2016 es de COP **239.265.744.295** que corresponde a 1648 pensionados.

El cálculo del pasivo pensional consiste en estimar lo que pagaría EEB durante la vida probable de los pensionados y de los sobrevivientes con derecho, el cual se cancela en el tiempo, mensualmente hasta que cese la obligación por parte de EEB. Anualmente, se hace la estimación al final de año y la diferencia, ya sea mayor o menor, se registra como gasto o recuperación de ejercicios anteriores, respectivamente. La tendencia es que el pasivo tienda a desaparecer en la medida en que el número de beneficiarios disminuya.

6.5.5 Impacto de la inflación y la tasa de cambio

Inflación

El comportamiento de la inflación no ha impactado al Emisor directamente dado que no cuenta con obligaciones ni inversiones indexadas al comportamiento del IPC.

Sin embargo, las filiales o subsidiarias del Emisor, tienen ingresos indexados a este indicador lo que les ha permitido tener una cobertura natural para financiarse al IPC.

Tasa de cambio

El comportamiento de la tasa de cambio ha impactado al Emisor considerando sus obligaciones de largo plazo, cubiertas parcialmente por sus inversiones temporales (caja), inversiones permanentes (participación en filiales en el exterior) y cuentas por cobrar de largo plazo a filiales (crédito inter-compañía en moneda extranjera).

Dada la naturaleza de EEB así como su composición de activos y pasivos en moneda extranjera (ME), el comportamiento de la tasa de cambio impacta sus resultados. Por lo cual como estrategia de administración de riesgo, la compañía hace uso de coberturas naturales y financieras; en el uso de coberturas naturales se propende por un equilibrio entre los activos y pasivos en ME, mientras que en el uso de coberturas financieras se busca minimizar los efectos de estos riesgos mediante el uso de instrumentos financieros derivados.

Al 30 de septiembre de 2016, EEB cuenta con una exposición pasiva neta en ME sobre la cual tiene una cobertura natural del 70% en promedio, entendida como la relación activo en ME a pasivo en ME. De igual forma, se activan coberturas financieras que complementen las anteriormente mencionadas, cuando se cumplen las condiciones de mercado bajo las cuales son aprobadas.

En lo relacionado con la diferencia en cambio del 01 de enero a 30 de septiembre de 2016, EEB presenta una diferencia en cambio a favor por un valor de COP 54.261 MM, dado su posición pasiva en USD así como la revaluación del peso en lo corrido del año.

6.5.6 Préstamos en moneda extranjera

Préstamos

El 27 de noviembre de 2013, EEB reabrió exitosamente su bono con vencimiento en noviembre 2021. El monto nominal de la reapertura ascendió a USD 139 Mm, los cuales son totalmente fungibles con los bonos emitidos en la transacción original, aumentando la liquidez del título y su potencial de valorización en el mercado. De esta forma, el nuevo nominal del bono asciende a USD 749 Mm, calificado grado de inversión por Moody's, S&P y Fitch.

- Exposición a USD: EEB cuenta con una cobertura natural de Activo en moneda extranjera a Pasivo en ME, en promedio de 70%.
- Exposición a BRL: EEB cuenta con una estrategia de cobertura aprobada que se activa bajo condiciones específicas de mercado.

Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, EEB 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.

6.5.7 Restricciones acordadas con las Subordinadas para transferir recursos al Emisor.

Contugas, en un contrato de crédito celebrado con la banca internacional, tiene ciertas restricciones a la distribución de dividendos, a menos de que se cumpla con determinadas condiciones.

6.5.8 Información sobre el nivel de endeudamiento al final de los 3 últimos ejercicios fiscales

Perfil de deuda a 31 de diciembre de 2013:

Por Fuente	Saldo en USD
Banca Comercial Corto Plazo	-
Bonos Externos	749,000,000
Banca Multilateral	92,857,143
Gobiernos	-
Total Deuda	**841,857,143**

Por Denominación	Saldo en USD
COP	-
USD	841,857,143
EUR	-

CHF	-
Total Deuda	**841,857,143**
Por Tasa de Interés	**Saldo en USD**
Fija	749,000,000
DTF	-
Libor 6M	92,857,143
Otros	-
Total Deuda	**841,857,143**

Perfil de deuda individual a 31 de diciembre de 2014:

Por Fuente	**Saldo en USD**
Banca Comercial Corto Plazo	59,474,708
Bonos Externos	749,000,000
Banca Multilateral	78,571,429
Gobiernos	-
Total Deuda	**887,046,137**

Por Denominación	**Saldo en USD**
COP	59,474,708
USD	827,571,429
EUR	-
CHF	-
Total Deuda	**887,046,137**

Por Tasa de Interés	**Saldo en USD**
Fija	749,000,000
DTF	59,474,708
Libor 6M	78,571,429
Otros	-
Total Deuda	**887,046,137**

Perfil de deuda individual a diciembre de 2015:

Por Fuente	**Saldo en USD**
Banca Comercial Corto Plazo	-

Bonos Externos	749,000,000
Banca Multilateral	64,285,714
Gobiernos	-
Total Deuda	**813,285,714**

Por Denominación	Saldo en USD
COP	-
USD	813,285,714
EUR	-
CHF	-
Total Deuda	813,285,714

Por Tasa de Interés	Saldo en USD
Fija	749,000,000
DTF	-
Libor 6M	64,285,714
Otros	-
Total Deuda	**813,285,714**

Perfil de deuda individual a septiembre de 2016:

Por Fuente	Saldo en USD
Banca Comercial Corto Plazo	-
Bonos Externos	749,000,000
Banca Multilateral	57,142,857
Gobiernos	-
Total Deuda	**806,142,857**

Por Denominación	Saldo en USD
COP	-
USD	806,142,857
EUR	-
CHF	-
Total Deuda	806,142,857

Por Tasa de Interés	Saldo en USD

Fija	749,000,000
DTF	-
Libor 6M	57,142,857
Otros	-
Total Deuda	806,142,857

6.5.9 Información sobre los créditos o deudas fiscales del Emisor en el último ejercicio fiscal.

La Empresa a 31 de diciembre de 2015 ha cumplido con todas sus obligaciones tributarias. Así mismo, no tiene ningún proceso en curso que origine algún tipo de registro por este concepto.

6.5.10 Información relativa a las inversiones en capital comprometidas por el Emisor

El Emisor cuenta con las inversiones de capital descritas en la Sección 6.4.10

6.5.11 Explicación de los cambios importantes ocurridos en las principales cuentas del balance del Emisor

En los últimos años, el Emisor ha mantenido una estructura de capital estable con una participación del patrimonio entre el 45% y el 74% en el total de la compañía. La deuda financiera total aumentó por: (i) toma de endeudamiento con el Distrito Capital por 350,000 millones de pesos; (ii) toma de endeudamiento con el Banco Agrario por 125,000 millones de pesos; y (iii) toma de endeudamiento con el Banco BBVA por 32,000 millones de pesos.

Activo corriente
Incrementos:

- 22,142 millones por mayor valor de dividendos recibidos sobre los dividendos pagados entre septiembre de 2015 y 2016.
- Venta de participación del Emisor en Isagen por valor de 283,797 millones de pesos.
- Retenciones de anticipos de impuestos por valor de 5,522 millones de pesos.
- Cuentas por cobrar comerciales del Sistema de Transmisión Nacional por valor de 3,904 millones de pesos.

Disminuciones:

- Deterioro de deudores por valor de 1,982 millones de pesos

Activo no corriente
Incrementos:

- Construcción de proyectos UPME y anticipos a proveedores equivalente a 159,592 millones de pesos.
- Fusión entre Decsa y Codensa por valor de 127,356 millones de pesos.
- Capitalización de Consorcio Transmantaro equivalente a 83,746 millones de pesos.
- Actualización del activo por impuesto diferido por valor de 34,430 millones de pesos.

Disminuciones:
Aplicación del método de participación patrimonial equivalente a 1,449,340
Venta de participación del emisor en Isagen equivalente a 197.902 millones de pesos
Diferencia en cambio de vinculados por valor de 70,372 millones de pesos, efecto de la devaluación del peso.
Valoración de inversiones de tesorería equivalente a 37,420 millones de pesos.

Pasivo corriente
Incrementos:

- Dividendos decretados durante el periodo de septiembre 2015 – 2016 equivalente a 224.350 millones de pesos
- Adquisición de créditos de tesorería en Banco Agrario equivalente a 125,000 millones de pesos y Banco BBVA por COP 32,000 Mm. Además, se adquirió un préstamo con TGI el 28 de octubre de 2015 por valor de COP 230,000 Mm.
- Crédito adquirido con el Distrito Capital por valor de COP 350,000 Mm de los cuales COP 35,000 Mm equivalen a la porción corriente.

Disminuciones:

- Pagos de dividendos efectuados por valor de COP 734.231 Mm.

Pasivo no corriente
Incrementos:

- Crédito adquirido con el Distrito Capital por valor de COP 350,000 Mm, de los cuales COP 315,000 Mm equivalen a la porción de largo plazo.

Disminuciones:

- Diferencia en cambio de las obligaciones financieras en moneda extranjera equivalente a COP 181,423 Mm.
- Actualización del impuesto diferido equivalente a COP 42,032 Mm.

El indicador de apalancamiento neto presentó un incremento comparado con el 2015, derivado del mayor endeudamiento desembolsado durante el tercer trimestre de 2016, específicamente el endeudamiento tomado del distrito.

6.6 CAPITULO VI – ESTADOS FINANCIEROS

6.6.1 Indicadores Financieros

Cifras expresadas en Pesos colombianos.

EEB INDIVIDUAL	Dic-14	Dic-15	Sept-16
Otros pasivos financieros corrientes	50,118	65,659	297,263
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	1,120,989	482,645	117,735
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	146,011	499,901	298,477
Pasivos por impuestos corrientes	60,880	6,973	12,143
Provisiones por beneficios a empleados corrientes	37,422	38,598	39,519
ENDEUDAMIENTO CORTO PLAZO	**1,415,420**	**1,093,776**	**765,137**
Otros pasivos financiero no corrientes	1,957,598	2,528,197	2,607,087
Otras provisiones no corrientes	49,009	113,786	115,616
Pasivo por impuestos diferidos	133,341	174,411	171,003
Provisiones por beneficios a empleados no corrientes	102,913	96,950	97,377
Otros pasivos no financieros no corrientes	2,029	2,674	2,777
ENDEUDAMIENTO LARGO PLAZO	**2,244,890**	**2,916,018**	**2,993,860**
ENDEUDAMIENTO TOTAL	**3,660,310**	**4,009,794**	**3,758,997**
TOTAL ACTIVO	**13,801,435**	**15,492,684**	**14,035,312**
UTILIDAD NETA	**1,205,060**	**320.501**	**1,120,519**

6.6.2 Estados Financieros de la Compañía

Ver Anexo 7.3

6.7 CAPITULO VII – INFORMACIÓN SOBRE LOS RIESGOS DEL EMISOR

6.7.1 Factores macroeconómicos

La economía colombiana está sujeta a factores macroeconómicos inciertos que pueden afectar la situación general de los negocios en el país, lo que a su vez puede afectar los resultados y situación financiera del Emisor.

En efecto, la evolución de la economía colombiana está influenciada por las políticas definidas por el Gobierno y las instituciones legislativas nacionales, así como por las de otros países, dado su grado de integración a la economía mundial. Colombia está sujeta a incertidumbres económicas, incluidos los cambios en política monetaria, cambiaria, comercial, fiscal y regulatoria que podrían afectar el entorno empresarial en general en Colombia, lo que, a su vez, podría afectar los resultados y situación financiera del Emisor. En este sentido, cambios en dichas políticas podrían afectar tanto los resultados de los factores macroeconómicos (crecimiento, inflación, desempleo, tasas de interés, balance fiscal, balance cambiario, etc.), como el nivel de confianza tanto de consumidores como de inversionistas locales o extranjeros.

Adicionalmente, cambios en la percepción sobre la estabilidad política, judicial o de seguridad del país podrían afectar la evolución de la economía colombiana y por ende del entorno en el cual desarrolla sus negocios el Emisor.

Una reducción en el crecimiento del PIB de Colombia y por ende una reducción en la demanda de energía doméstica puede afectar adversamente los resultados operacionales y la situación financiera de EEB, sus subsidiarias y compañías asociadas.

Igualmente, cualquier fluctuación sustancial en los precios de energía puede tener un efecto adverso en el negocio de EEB y en los negocios de las subsidiarias y compañías asociadas de EEB. Las fluctuaciones en los precios de energía son causadas por una serie de factores, incluyendo:

- Oferta y demanda regional, domestica e internacional;
- Precios internacionales de petróleo y gas natural;
- Condiciones hidrológicas;
- Legislación y regulación energética;
- Impuestos nacionales y locales;

- Abundancia en el suministro y precio de fuentes alternas de energía.

6.7.2 Dependencia en personal clave

El Emisor cuenta con un calificado grupo de administradores con amplia experiencia profesional y que ha demostrado su destreza para el manejo del negocio; sin embargo, la desvinculación de alguno de los administradores puede afectar el desempeño del Emisor.

No obstante, el Emisor puede acceder a la contratación de personal calificado ante la ausencia de alguno de sus directivos o personal clave. Así mismo, el Emisor documenta adecuadamente sus políticas y procedimientos, los cuales son de conocimiento de los funcionarios a cargo de los procesos permitiendo que se desarrollen sus operaciones normalmente ante la posible ausencia del encargado del proceso.

6.7.3 Dependencia en un sólo segmento de negocio

EEB mantiene un portafolio diversificado en términos de negocios y segmentos y también por zona geográfica que proporciona al Emisor con la combinación de liderazgo único en la región, lo que mitiga el riesgo de dependencia de un solo segmento de negocio.

6.7.4 Interrupción de las actividades del Emisor ocasionadas por factores diferentes a las relaciones laborales

En los últimos años no ha habido interrupción en las actividades del Emisor. No obstante, por hechos no conocidos e inciertos, por fuerza mayor o casos fortuitos respecto de los cuales no tenga control el Emisor, existe el riesgo en el futuro de una eventual interrupción de su operación. Para mitigar dicho riesgo, el Emisor cuenta con estrategias de proceso e infraestructura, entre otras, que le permiten solucionar las contingencias y mantener la continuidad del negocio.

6.7.5 Mercado secundario para los valores ofrecidos

Los valores ofrecidos se encuentran inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A., razón por la cual se podrán negociar en el mercado secundario. No obstante lo anterior, el Emisor no puede garantizar la existencia, solvencia o liquidez del mercado secundario de los Bonos.

6.7.6 Historial respecto de las operaciones del Emisor

La consulta de la información financiera histórica del Emisor está a disposición de los inversionistas en el Registro Nacional de Valores y Emisores en la página web www.superfinanciera.gov.co.

Igualmente, los informes financieros aprobados por la asamblea de accionistas que contienen el informe de gestión, estados financieros y notas a los estados financieros de los ejercicios

contables del Emisor, proporcionan información de manera detallada y se pueden consultar en la página Web del Emisor www.grupoenergiadebogota.com

6.7.7 Ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos 3 años

El Emisor no ha tenido resultados nulos o negativos o insuficientes en los últimos 3 años.

6.7.8 Incumplimientos en el pago de pasivos

El Emisor no ha presentado en los últimos tres años ningún tipo de incumplimiento en el pago de sus obligaciones bancarias y bursátiles.

6.7.9 La naturaleza del giro del negocio

- El éxito de los negocios de EEB y de sus filiales depende, en parte, de factores que van más allá del control de EEB. Los siguientes factores, muchos de los cuales no son controlados por EEB, pueden afectar desfavorablemente los negocios de EEB y de sus filiales:

i. Disponibilidad y competitividad de las fuentes alternativas de energía en los mercados atendidos por EEB y sus filiales;

ii. Expiración o terminación de contratos o concesiones significativas;

iii. Cambios en la regulación y en las acciones de los organismos reguladores, incluyendo cambios en las tarifas máximas reguladas aprobadas cada cinco años por la CREG;

iv. Cambios en la disponibilidad y en la demanda de gas natural y de electricidad en Colombia, Perú, Guatemala y Brasil;

v. La capacidad de EEB y de sus subsidiarias para construir o ampliar su infraestructura de energía dentro de los costos previstos;

vi. La oposición al desarrollo de la infraestructura energética, particularmente en áreas ambientalmente sensibles;

vii. La obtención de los derechos de paso y servidumbre necesarios para los proyectos de expansión;

viii. La existencia de condiciones económicas adversas; y

ix. Las condiciones climáticas futuras.

Estos y otros factores podrían afectar materialmente de manera negativa el flujo de caja de EEB y su situación financiera.

- Las operaciones de EEB y de sus filiales o Subordinadas están sujetas a los riesgos inherentes asociados normalmente a las industrias en las que operan, incluyendo fallas y rupturas en los equipos, explosiones, contaminación, emisiones de sustancias tóxicas, incendios, condiciones meteorológicas adversas, riesgos geológicos, vandalismo, robo y otros peligros, de los que podría resultar en daños a, o la destrucción de cualquiera de las instalaciones o lesiones a personas y daños a la propiedad de EEB o de sus filiales. No obstante, EEB y sus filiales cuentan con pólizas contra varios de estos riesgos, es importante tener en cuenta que dichas pólizas tienen deducibles, exclusiones y niveles de auto-seguro sustanciales, así como los límites significativos de recuperación máxima.

- EEB y sus filiales o Subordinadas dependen de los sistemas de información y procesamiento para operar sus negocios. La falla en dichos sistemas podría afectar negativamente su situación financiera y resultados de operación. Los sistemas de información y procesamiento son necesarios para supervisar la operación, la generación y el rendimiento de red de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, y la generación adecuada de las facturas a los clientes, así como cumplir los objetivos de EEB y los estándares de servicio. Los fallos de estos sistemas podrían tener un efecto material adverso en la condición financiera y en los resultados de operaciones de EEB.

- Una gran parte de los ingresos de TGI se generan en virtud de los contratos de transporte de gas natural que expiran periódicamente y que deben ser renegociados y extendidos o reemplazados. Al tercer trimestre de 2015, los contratos de transporte de gas natural a largo plazo de TGI tenían un promedio de validez restante de aproximadamente 9.8 años. No podemos asegurar el hecho de que TGI pueda extender o reemplazar estos contratos cuando los mismos expiren, o que los términos de los contratos renegociados sean tan favorables como los contratos existentes. En particular, la capacidad de TGI para ampliar y reemplazar los contratos podría verse negativamente afectada por factores que TGI no puede controlar, incluyendo:

i. Las normas colombianas relativa al transporte de gas natural;

ii. Los precios internacionales de gas y petróleo;

iii. El tiempo, volumen y ubicación de las nuevas demandas del mercado;

iv. La competencia de fuentes alternativas de energía;

v. La oferta y precio del gas natural en Colombia;

vi. La demanda de gas natural en los mercados en donde TGI funciona; y

vii. La disponibilidad y competitividad de los servicios alternos de transporte de gas en los mercados en los que TGI funciona.

Si TGI no puede renovar, ampliar o sustituir sus principales contratos, o si TGI los renueva en condiciones menos favorables, la capacidad de TGI para pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB puede verse afectados negativamente lo cual, a su vez, puede afectar a la situación financiera de EEB y la capacidad de hacer los pagos bajo los Bonos.

• La situación financiera a largo plazo de TGI depende de la disponibilidad continua de gas natural para el transporte en Colombia. TGI espera que mientras el término de los contratos a largo plazo de transporte de gas natural que se encuentran en firme, la mayor parte del gas natural transportado a través del sistema de gaseoductos de TGI, se produzca de las reservas en las áreas de Cusiana y la Guajira, aunque también podrán llegar a ser probadas en el futuro ciertas reservas adicionales. El suministro continúo de gas natural de las reservas en las áreas de Cusiana y la Guajira a los mercados atendidos por el sistema de gaseoductos de TGI depende de una serie de factores sobre los que TGI no tiene control, incluyendo:

i. Los niveles de exploración, perforación, reservas y producción de gas natural en Cusiana, la Guajira y demás áreas de Colombia y del precio de dicho gas natural;

ii. La accesibilidad de Cusiana, a Guajira y otras áreas de producción de gas de Colombia, que podrá ser afectado por el clima, los desastres naturales, los terrenos, las restricciones y regulaciones ambientales, actividades de grupos guerrilleros y los cárteles de la droga u otros impedimentos para el acceso;

iii. La disponibilidad, precio y calidad de gas natural de fuentes alternativas; y

iv. El entorno regulatorio en Colombia.

Adicionalmente, Colombia actualmente exporta gas a Venezuela a través de una tubería que interconecta las cuencas de gas natural en la Guajira, con la región del Lago de Maracaibo, en Venezuela. En caso de que las condiciones del mercado requieran que Colombia importe el gas, el gasoducto tendría la capacidad para transportar gas desde Venezuela a Colombia en 2016. De acuerdo con el MME, Colombia tiene compromisos de exportación de gas a Venezuela hasta el año 2015, por lo tanto, mantener el volumen actual, la oferta y la tasa de crecimiento del consumo de gas natural, puede probablemente requerir el descubrimiento y desarrollo de nuevas reservas de gas, un aumento en la capacidad de producción en el Cusiana, la Guajira y otras áreas de Colombia o importaciones de gas natural de otros países.

Las diferencias políticas y sociales recientes con Venezuela en relación con el cierre de fronteras en La Guajira pueden afectar el transporte de gas entre ambos países. Venezuela ha experimentado inestabilidad política generalizada, y por lo tanto, estas crisis diplomáticas podrían ocurrir de nuevo en el futuro.

Cualquiera de los factores antes mencionados podría afectar el suministro continuo de gas natural a los mercados que TGI sirve, lo que, a su vez podría poner en peligro su capacidad para pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB y, como consecuencia, afectar la capacidad de EEB para hacer los pagos bajo los Bonos.

6.7.10 Riesgos por carga prestacional, pensional, sindicatos

• Carga Prestacional: EEB realiza provisiones laborales con base en las consolidaciones mensuales de cada una de sus prestaciones sociales tanto legales como extralegales. El anterior procedimiento permite establecer los valores a favor de cada empleado por las prestaciones laborales a que tienen derecho, al final de cada mes.

• Carga Pensional: EEB tiene 1,648 pensionados, y anualmente una firma especializada realiza un cálculo actuarial, el cual determina el valor que se debe provisionar como pasivo pensional. Adicional a este pasivo pensional, existe otros beneficios complementarios. Para el resto de empleados, la responsabilidad de EEB se limita, de acuerdo con la ley, a realizar a favor de los empleados los descuentos y aportes a las Administradoras de Fondos de Pensiones o Colpensiones, quienes serán las entidades que asumirán las pensiones de los empleados cuando cumplan con los requisitos establecidos por la ley..

EEB cuenta con corte al 30 de septiembre de 2016 con un pasivo pensional de COP 239,265 Mm.

• Sindicatos**:** EEB celebró el pasado 8 de septiembre de 2015 con el Sindicato de Trabajadores de la Energía de Colombia - SINTRAELECOL una Convención Colectiva de Trabajo ("CCT"), cuya vigencia es de tres (3) años hasta el 31 de diciembre de 2018.

Actualmente 50 empleados son beneficiarios de la CCT. El costo financiero de la CCT asciende a la suma de COP 1,103 Mm.

En los últimos 30 años no se han originado diferencias en las relaciones laborales que hayan traído como consecuencia la interrupción total o parcial de las actividades de la compañía. Las relaciones laborales con SINTRAELECOL son buenas, en la medida en que EEB siempre ha cumplido con la aplicación de la CCT.

- Litigios: Contra EEB cursan 148 procesos ordinarios laborales, cuyo valor provisionado de acuerdo con los estados financieros y las normas colombianas asciende a COP 12,991,636,046.

6.7.11 Riesgos de la estrategia actual del Emisor

• La expansión de EEB y de sus filiales o subsidiarias o de la infraestructura de la transmisión y distribución de energía y de transporte y distribución de gas natural implica riesgos relacionados a la construcción y otros riesgos que puedan afectar negativamente la condición financiera y los resultados de operaciones de EEB.

EEB y sus filiales o subsidiarias pueden ampliar su capacidad de generación, transmisión y distribución de electricidad y su capacidad de transmisión y distribución de gas natural, mediante la construcción de instalaciones adicionales o mediante la ampliación de la infraestructura existente. La construcción de nuevas instalaciones o la ampliación de la infraestructura existente está sujeta a riesgos regulatorios, de desarrollo y operativos, tales como:

i. El requisito de que se reciban todas las aprobaciones regulatorias y permisos necesarios de manera oportuna en los términos que sean aceptables para EEB, y/o sus filiales;

ii. La posible necesidad de cambios en los estatutos y en los reglamentos nacionales y locales, incluidos los requisitos ambientales que impidan que un proyecto proceda o que aumente el costo previsto del proyecto de expansión;

iii. Los impedimentos que puedan surgir para EEB y/o sus filiales relacionados con la capacidad para adquirir los derechos de vía, servidumbres o derechos de propiedad en forma oportuna o dentro de los costos anticipados;

iv. La capacidad de construir los proyectos dentro de los costos esperados, incluyendo el riesgo de sobrecostos resultantes de la inflación o del aumento de los costos de equipos, materiales, mano de obra u otros factores fuera del control del Emisor.

v. La posibilidad de que el crecimiento anticipado futuro de la electricidad y del suministro de gas natural pueda no materializarse; y

vi. Las decisiones adversas de los organismos gubernamentales con respecto a cualquier revisión en curso o futura de tarifas o ajustes aplicables a EEB y/o sus filiales.

Cualquiera de estos riesgos podría evitar que un proyecto proceda, retrasar su terminación o aumentar sus costos.

• Aproximadamente el 76% de los ingresos de TGI están representados por los siguientes cinco clientes: (i) Ecopetrol S.A., productor de gas natural, (ii) ISAGEN, (iii) Empresas

Públicas de Medellín S.A. E.S.P., distribuidor y generador de electricidad y gas natural, (iv) Gases de Occidente S.A. y (v) Gas Natural S.A. E.S.P. Si TGI no puede renovar, ampliar o sustituir sus contratos con cualquiera de estos clientes, si los renueva en condiciones menos favorables, o si estos clientes no pueden hacer los pagos de dichos contratos, TGI podrá sufrir un impacto material en sus flujos de caja, lo que podría afectar su capacidad para pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB y, como resultado, podría afectar la capacidad de EEB para hacer los pagos bajo los Bonos.

- La junta directiva del Emisor en su sesión del 26 de septiembre de 2016 ha adoptado la nueva estrategia corporativa de la sociedad, con el objetivo de consolidarse como uno de los grupos empresariales líderes de la cadena energética en la región y uno de los pocos que combina energía eléctrica y gas natural de forma articulada.

En línea con la estrategia aprobada, la junta directiva ha decidido autorizar la disposición de la participación accionaria directa que posee en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.–ISA- (1,67%), Banco Popular S.A. (0,11%), Grupo Nutresa S.A. (0,0001%) y de la participación que a través de EEB Gas S.A.S. se tiene en Promigas S.A. ESP. (15,64%) lo cual podría impactar la capacidad de EEB de recibir dividendos de dichas compañías.

6.7.12 Vulnerabilidad ante variaciones en la tasa de interés y la tasa de cambio

Una gran parte de los ingresos de EEB son devengados en Colombia y en Pesos mientras que la mayoría del endeudamiento de EEB está en Dólares y por ende, los resultados financieros de EEB pueden verse afectados por las condiciones económicas del país, entre otros por los siguientes:

- Fluctuaciones en la tasa de cambio.
- Inflación;
- Aumentos en las tasas de interés;
- Aumentos en los tributos;
- Liquidez en los mercados de capitales domésticos e internacionales;
- Barreras al comercio exterior.

Aproximadamente 96% de la deuda de EEB está denominado en Dólares, y aproximadamente el 1%de la deuda de EEB está denominado en otras monedas. Igualmente, aproximadamente 55% de los ingresos de EEB se derivan de contratos que están denominados Dólares, de manera tal que las cantidades adeudadas en virtud de dichos contratos se establecen en Dólares, pero pueden ser pagados en Pesos. Esto le permite al Emisor asegurarse de que está

protegido contra las fluctuaciones de las tasas de cambio de divisas, ya que los ingresos recibidos de dichos contratos deben basarse en el monto en Dólares cuando sean pagados.

6.7.13 Dependencia del negocio a licencias, contratos, marcas, personal clave y otras variables que no sean propiedad del Emisor

El negocio del Emisor no depende de ningún tipo licencias, concesión temporal, contrato, marca o personal clave que puedan poner en riesgo la continuidad del negocio.

6.7.14 Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor

Las condiciones y resultados de las operaciones financieras de EEB pueden verse afectados negativamente por los cambios en Colombia, Guatemala, Brasil y por los climas políticos de Perú en la medida en que tales cambios afectan a la política económica, el crecimiento, la estabilidad, la perspectiva o el entorno normativo de estos países.

En cuanto a Perú, al 30 de septiembre de 2016, los dividendos y otras distribuciones de EEB de subsidiarias consolidadas y empresas relacionadas en dicho país representaron aproximadamente el 17.9% del EBITDA consolidado de EEB.

Aunque Perú ha elegido democráticamente sus gobiernos desde 1980, su gobierno a menudo cambia políticas y con frecuencia juega un papel intervencionista en la economía de la nación. Entre otras cosas, los gobiernos anteriores han impuesto controles sobre los precios, las tasas de cambio, y la inversión local y extranjera. Han puesto restricciones al comercio internacional, a la capacidad de las empresas para despedir a los empleados y han expropiado los activos del sector privado.

El actual presidente de Perú, Pedro Pablo Kuczynski Godard, tomó posesión del cargo el 28 de julio de 2016, para un mandato de cinco años que durará hasta el 2021. Desde su elección, ha mantenido las políticas económicas conservadoras, destinadas a promover el crecimiento económico sostenido, mientras controla la tasa de inflación en niveles bajos. Así mismo, su nombramiento de ministros independientes y anuncios públicos de funcionarios del gobierno han disipado en parte la preocupación de que el marco de la política económica del Perú cambiaría drásticamente. Sin embargo, no podemos asegurar si la actual administración o cualquier otra administración peruana futura mantendrán las políticas económicas de negocios y de mercado abierto que estimulen el crecimiento económico y la estabilidad social.

Mientras que las subsidiarias consolidadas de EEB Cálidda, Contugas y empresas relacionadas REP y CTM tengan derecho a los ingresos regulados por poner a disposición respectivamente, de sus distribuidoras de gas natural y de sus activos de transmisión de electricidad, los cuales están aislados de los cambios en las condiciones económicas (como la inflación y las fluctuaciones del cambio de tasa) y no dependan del volumen de gas natural y de electricidad distribuido y transmitido a través de sus sistemas de distribución y transmisión de gas natural y de energía eléctrica, los cambios en las políticas económicas o de otro tipo por

parte del gobierno peruano u otros acontecimientos políticos en Perú podrían afectar negativamente el negocio, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de Cálidda, Contugas, , REP y Transmantaro y su capacidad para pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB.

En cuanto a Guatemala, el proyecto PET 01 2009 se enfrenta a ciertas dificultades derivadas de los intereses de grupos indígenas que se han opuesto a los proyectos de minería y de infraestructura en el pasado, y de regulaciones municipales oscuras que permiten la falta de documentación formal de propiedad para la mayoría de Guatemala.

Guatemala se enfrentó en el año 2015 a una grave crisis política, que incluyó escándalos políticos recientes. El expresidente Otto Pérez Molina, elegido en 2011, presentó su renuncia el 2 de septiembre de 2015 y está siendo sometido a juicio por cargos de corrupción. Por otra parte, la ex vicepresidente, Roxana Baldetti, renunció también en el año 2015 y se encuentra enfrentando juicio por cargos de corrupción.

Las elecciones presidenciales se celebraron el 6 de septiembre de 2015, pero como ningún candidato obtuvo más del 51% de los votos, se llevó a cabo una segunda vuelta electoral el 25 de octubre de 2015, entre los 2 candidatos que lideraron la votación: Jimmy Morales y Sandra Torres. Resultado de esa segunda vuelta electoral, resultó ganador el candidato Jimmy Morales, quien asumió la Presidencia de Guatemala el 14 de enero del 2016, por un mandato de cuatro (4) años.

En cuanto a Brasil, el país afronta todavía considerables desafíos políticos y económicos. Como consecuencia, Standard & Poors bajó las calificaciones de largo plazo a 'BB' dados los significativos desafíos políticos y económicos y mantuvo perspectiva negativa.

EEB no puede ofrecer ninguna garantía de que los acontecimientos políticos o sociales en Colombia, Guatemala, Brasil y Perú, sobre los que EEB no tiene control, no tendrán un efecto adverso en sus respectivas situaciones económicas y no afectarán negativamente el negocio, la condición financiera y los resultados de las operaciones de las subsidiarias consolidadas de EEB, específicamente Cálidda y Contugas, así como las empresas relacionadas REP y CTM y su capacidad para pagar dividendos o hacer otras distribuciones a EEB. Esto podría tener un efecto material adverso en el negocio de EEB, en los resultados de operación, en la situación financiera y en la capacidad de pago de los Bonos

6.7.15 Adquisición de activos distintos a los del giro normal del negocio del Emisor

El Emisor no contempla la adquisición de activos distintos a los del giro normal del negocio.

6.7.16 Vencimiento de contratos de abastecimiento

El Emisor no depende de contratos de abastecimiento. No obstante, es importante tener en cuenta que TGI tiene contratado gas combustible para su operación por un monto de 16 MPCD

lo que cubre todas sus necesidades hasta 30 de noviembre de 2019, divididos entre 5 contratos.

Una vez se acerque el vencimiento de los contratos, TGI tendrá la posibilidad de contratar nuevos montos para su operación de acuerdo con el cronograma regulatorio.

6.7.17 Impacto de posibles cambios en las regulaciones que atañen al Emisor

El Emisor actúa en los sectores de gas y energía eléctrica, los cuáles se encuentran regulados por el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos, en este sentido, los cambios en las regulaciones que establezcan dichas autoridades pueden generar impacto en las actividades del Emisor.

El marco regulatorio actual que define las tarifas de transporte y distribución de gas natural y la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional se encuentran en estudio para modificaciones por parte del ente regulador, por lo que las metodologías o esquemas tarifarios podrían ser objeto de modificaciones. Y los resultados del Emisro se podrían ver afectados por dichos cambios .

6.7.18 Impacto de disposiciones ambientales

Las actividades de generación, distribución y transmisión de energía, así como aquellas de transporte y distribución de gas natural que realizan la EEB y sus empresas vinculadas, se encuentran sujetas al cumplimiento de normas en materia ambiental del orden nacional, regional o local, así como las licencias, permisos, autorizaciones y concesiones que les han sido otorgados por las autoridades ambientales. El incumplimiento de las obligaciones ambientales puede desencadenar en la imposición sanciones administrativas en el marco de un proceso sancionatorio ambiental, así como sanciones de tipo penal o civil. Adicionalmente, la violación de tales obligaciones puede resultar en la imposición por parte de las autoridades competentes de obligaciones de remediación o compensación que busquen reparar el daño ambiental generado como consecuencia de las acciones u omisiones de la empresa. Lo anterior, sin perjuicio de los riesgos a nivel reputacional y de la afectación de las relaciones con clientes y autoridades.

6.7.19 Existencia de créditos que obliguen al Emisor a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera

El Emisor cuenta con los siguientes compromisos que implican mantener proporciones en su estructura financiera:

La relación de endeudamiento entre la deuda neta y el EBITDA no debe ser superior a 4.5:1.0. y la relación de EBITDA y los gastos por intereses netos no debe ser menor a 2.25:1.0

En el evento en que el compromiso anterior se incumpla, EEB tendría las siguientes limitaciones:

- EEB no podrá crear, incurrir o asumir, ni permitirá que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.
- EEB no podrá fusionarse o consolidar con ninguna otra sociedad.
- EEB no podrá crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrá efectuar ninguna inversión en otra sociedad. excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.
- EEB no podrá 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.
- Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda. individualmente o en conjunto USD 30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) por año.

- EEB no podrá incurrir en ningún endeudamiento y no podrá garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

Adicional a las limitaciones anteriores, EEB no podrá 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 tienen actualmente efecto desde 2012 cuando EEB logró el grado de inversión por al menos 2 Agencias. Esta situación se mantiene a la fecha.

6.7.20 Existencia de documentos sobre operaciones a realizar que podrían afectar el desarrollo normal del negocio

En línea con la nueva estrategia aprobada por la junta directiva del Emisor, se ha decidido autorizar la disposición de la participación accionaria directa que posee en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.–ISA- (1,67%), Banco Popular S.A. (0,11%), Grupo Nutresa S.A. (0,0001%) y de la participación que a través de EEB Gas S.A.S. se tiene en Promigas S.A. ESP. (15,64%) lo cual podría impactar la capacidad de EEB de recibir dividendos de dichas compañías. En este sentido el Concejo de Bogotá mediante el Acuerdo número 656 de 2016 autorizó a EEB S.A. E.S.P. para que enajene la participación accionaria que posee en ISA, Grupo Nutresa S.A. Banco Popular S.A; y a la EEB GAS S.A.S para que enajene la participación accionaria que posee en PROMIGAS S.A. E.S.P.

6.7.21 **Factores políticos**

Los factores políticos podrían influir negativamente en el desempeño de la economía nacional y por lo tanto sobre los mercados y negocios en los que opera el Emisor. Se considera que el Emisor podría estar afectado por cambios o modificaciones en el entorno general de la economía, por inestabilidad política del país y otros acontecimientos políticos o sociales que se presenten en Colombia. No obstante, el Emisor cuenta con elementos y medidas que le

permiten cierta protección a una posible inestabilidad política y social, como la vigilancia privada en sus instalaciones, tecnología de seguridad, pólizas de seguros con amparos contra terrorismo e incendio, provisiones y planes de continuidad del negocio

Así mismo, las entidades gubernamentales que regulan a EEB, sus filiales y sus clientes pueden tomar acciones que puedan afectar su rentabilidad. Los negocios de EE y sus filiales están regulados por la CREG, UPME, ANH, MME, SSPD, OSINERGMIN y varias otras agencias reguladoras nacionales, estatales y locales. Las medidas reglamentarias adoptadas por dichos organismos tienen el potencial de afectar negativamente la rentabilidad de EEB y/o de sus filiales. En particular, la CREG regula las tasas que EEB y sus filiales cobran a sus clientes por el suministro transmisión y distribución de electricidad y gas natural. Si las tasas reguladas se redujeran o se rediseñarán de conformidad con las regulaciones emitidas por la CREG en el futuro, o si cambiaran significativamente los aspectos relevantes del negocio de EEB y sus filiales, la rentabilidad de los negocios de EEB y sus filiales podría verse afectada materialmente.

6.7.22 Compromisos conocidos por el Emisor, que pueden significar un cambio de control en sus acciones

El Distrito Capital se encuentra adelantando los trámites para enajenar el 20% de participación de Bogotá en la Empresa de Energía de Bogotá S.A ESP. Dicha enajenación fue autorizada a través del Acuerdo No. 651 de 2016 expedido por el Concejo de Bogotá el 22 de noviembre de 2016.

6.7.23 Dilución Potencial de Inversionistas

La presente Emisión corresponde a una Emisión de Bonos, los cuales no generan ningún derecho de participación en el capital social del Emisor, por lo cual los inversionistas en estos títulos no están sujetos a riesgo de una dilución potencial de participación en el capital social del Emisor.

7 TERCERA PARTE – ANEXOS

7.1 ANEXO 1: Reporte calificación de la Emisión

Fitch Asigna la Calificación ‘AAA(col)’ a Emisión de Bonos de EEB

Fitch Ratings - Bogotá - (Febrero 10, 2017): Fitch Ratings asignó la calificación nacional de largo plazo ‘AAA(col)’ a la emisión local de Bonos de Deuda Pública Interna de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) hasta por el monto equivalente en pesos colombianos de USD450 millones.

Las calificaciones de EEB reflejan la estabilidad de su generación de flujo de caja, su posición de negocios fuerte, su liquidez sólida y la expectativa de registrar métricas crediticias en línea con la categoría de calificación en el mediano plazo. También reflejan su dependencia al flujo de dividendos recibidos de sus empresas financieramente sólidas para servir su deuda y la estrategia nueva de crecimiento de la empresa.

Los recursos provenientes de la emisión de EEB serán utilizados principalmente para financiar las inversiones de capital previstas por la empresa, para refinanciar la deuda y para capital de trabajo. Las calificaciones de EEB incorporan la expectativa de que la empresa mantendrá un apalancamiento moderado en el mediano plazo; aún al ejecutar su programa de inversiones.

FACTORES CLAVE DE LA CALIFICACIÓN

Generación de Flujo de Caja Estable:
Las calificaciones de EEB consideran el portafolio diversificado de activos de la empresa, que tienen un riesgo de negocio bajo y un flujo de caja predecible. EEB mantiene posiciones mayoritarias no controlantes en la segunda empresa generadora de electricidad de Colombia, Emgesa S.A. (Fitch IDR ‘BBB’) así como también en la mayor distribuidora de electricidad del país, Codensa S.A. (Calificación nacional de largo plazo ‘AAA(col)’). Además, EEB controla la totalidad de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI, IDR ‘BBB’) el transportador mayor de gas natural del país, así como otros activos de tamaño menor en Colombia, Perú y Guatemala.

Posición de Negocios Sólida:
Las empresas que componen el portafolio de EEB mantienen una posición competitiva sólida y operan en ambientes de riesgo de negocio bajos que contribuyen al perfil crediticio de la empresa. La compañía opera a nivel del holding en el negocio de transmisión eléctrica y tiene posición controladora en empresas que se desempeñan en los sectores de transporte y distribución de gas, que son negocios regulados con generación de flujo de caja estable. Durante 2015, más de 60% del EBITDA de la empresa, luego de dividendos recibidos, provino de estas operaciones.

Flujo de Dividendos Predecible:
La mayoría del flujo de dividendos recibido por EEB proviene de sus inversiones en Emgesa y Codensa. Durante 2015, la empresa reportó COP687 mil millones de dividendos provenientes de sus participaciones no controladas, mientras que durante los primeros nueve meses de 2016, los dividendos recibidos por EEB alcanzaron COP632 mil millones. Las calificaciones de Emgesa reflejan su modelo de negocio fuerte, soportado en la diversificación de sus activos, posición competitiva sólida y estrategia comercial conservadora. Las calificaciones de Codensa reflejan su perfil bajo de riesgo soportado en la naturaleza regulada de su negocio, así como el mantener métricas crediticias sólidas con apalancamiento bajo y liquidez amplia.

Fitch espera que EEB desinvierta en sus participaciones en Interconexión Eléctrica S.A. y Promigas S.A. tal como anunció la empresa y aprobó el Concejo de Bogotá a finales de 2016. Fitch considera que esto debilitaría ligeramente el perfil crediticio de EEB, bajo un supuesto hecho por la agencia en el que los recursos de la desinversión sean distribuidos en dividendos a sus accionistas. EEB aún no ha anunciado el uso de los recursos provenientes de estas desinversiones. Los dividendos de las compañías representan alrededor de 3% del EBITDA más dividendos para EEB.

Incremento Moderado del Apalancamiento:
Fitch espera que el apalancamiento de EEB esté en el rango de 3,5 veces (x) a 4x en los próximos 2 años, tendiendo a niveles inferiores a 3,5x desde 2019. Estas métricas son consistentes con la calificación de la empresa. La agencia anticipa que los niveles de apalancamiento se incrementarán en los próximos años, dadas las inversiones de capital significativas en el negocio de transmisión y el impacto del debilitamiento de la moneda local sobre la deuda financiera, que está expresada casi en su

© 2017 Fitch Ratings www.fitchratings.com.co

totalidad en dólares estadounidenses, así como por la política de dividendos demandante. La expectativa de reducción del apalancamiento a mediano plazo de EEB está asociada al incremento esperado del EBITDA, por la expansión de sus negocios consolidados y por conservar un flujo estable de dividendos recibidos.

Estrategia Corporativa Nueva de EEB:
La afirmación de la calificación incorpora la expectativa de que EEB ejecutará su estrategia corporativa nueva y mantendrá su perfil crediticio sólido. EEB enfocará su crecimiento en su portafolio de activos actual conformado por empresas que mantienen monopolios naturales. Así, adquisiciones a nivel del holding podrían estar limitadas en el mediano plazo.

SUPUESTOS CLAVE
Los supuestos clave de Fitch para la calificación del emisor incluyen:
- el crecimiento de los ingresos y el EBITDA de EEB refleja principalmente la expansión de las operaciones de los negocios de transmisión y de TGI, que siguen los proyectos que están siendo ejecutados por ambas compañías;
- dividendos recibidos por EEB de COP700 mil millones a COP800 mil millones por año;
- inversiones consolidadas de alrededor de USD1.400 millones en el período 2017 a 2020;
- niveles de apalancamiento se sitúan en un rango de 3,5x a 4x hasta 2018, tendiendo a menos de 3,5x posteriormente.

SENSIBILIDAD DE LA CALIFICACIÓN

Entre los desarrollos futuros que podrían, individual o colectivamente, llevar a una acción negativa de calificación se incluyen:
- niveles de apalancamiento superiores a 3,5x de manera sostenida producto de una estrategia agresiva de crecimiento o del portafolio de inversiones;
- influencia de los accionistas de la empresa que resulte en una estrategia operativa o financiera que deteriore el perfil crediticio de EEB;
- adquisiciones significativas financiadas principalmente con deuda financiera.

LIQUIDEZ
La empresa mantiene una liquidez adecuada sustentada en sus niveles altos de efectivo, flujo de caja operativo predecible y un perfil de deuda financiera manejable. Al cierre de septiembre de 2016, la compañía reportó saldo de efectivo de COP1,3 billones, de los cuales COP489 mil millones están registrados a nivel del holding. Estos niveles comparan favorablemente con COP458 mil millones de deuda consolidada registrada en el corto plazo, de los cuales COP297 mil millones están registrados a nivel del holding. Sin embargo, Fitch espera que la mayor parte de las amortizaciones de deuda en el mediano plazo sean refinanciadas debido a las presiones previstas en la generación de flujo de caja libre en los próximos añosque derivarán delas necesidades altas de inversiones de capital.

Las siguientes amortizaciones de deuda consolidada de gran cuantía están establecidas para 2019, año en que amortizarán obligaciones de TGI (USD184 millones) y Contugas (USD342 millones). Posteriormente, las mayores amortizaciones de deuda inician en 2021 por USD749 millones de bonos emitidos por EEB.

Contactos Fitch Ratings:

Lucas Aristizabal (Analista Líder)
Director Senior
+1 312 368 3260
Fitch Ratings, Inc.
70 W. Madison Street
Chicago, IL 60602

Jorge Yanes (Analista Secundario)
Director
+571 484 6770

© 2017 Fitch Ratings www.fitchratings.com.co

Natalia O'Byrne (Presidente del Comité de Calificación)
Director Senior
+571 484 6770

Relación con los medios: Mónica Saavedra, Bogotá, Tel. + 57 1 484 6770 Ext. 1931.
E-mail: monica.saavedra@fitchratings.com.

Las calificaciones señaladas fueron solicitadas por el emisor o en su nombre, y por lo tanto, Fitch ha recibido los honorarios correspondientes por la prestación de sus servicios de calificación.

Información adicional está disponible en www.fitchratings.com y www.fitchratings.com.co.

Metodología aplicada:

- Metodología de Calificación de Empresas no Financieras (Diciembre 19, 2014).

Anexo 1. Información Regulatoria

INFORMACIÓN REGULATORIA	
NOMBRE EMISOR	Empresa de Energía de Bogotá S.A.
NÚMERO DE ACTA	4642
FECHA DEL COMITÉ	9 de febrero de 2017
PROPÓSITO DE LA REUNIÓN	Revisión Periódica
MIEMBROS DE COMITÉ	Natalia O'Byrne Cuellar/Presidente
	José Luis Rivas Medina
	Julio Cesar Ugueto Vera
Las hojas de vida de los Miembros del Comité Técnico podrán consultarse en la página web:	http://www.fitchratings.com.co/DocumentosWeb/23-11-2016%20Lista%20Comite%20Tecnico.pdf
La calificación de riesgo crediticio de Fitch Ratings Colombia S.A. Sociedad Calificadora de Valores constituye una opinión profesional y en ningún momento implica una recomendación para comprar, vender o mantener un valor, ni constituye garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado.	
En los casos en los que aplique, para la asignación de la presente calificación Fitch Ratings consideró los aspectos a los que alude el artículo 4 del Decreto 610 de 2002, de conformidad con el artículo 6 del mismo Decreto, hoy incorporados en los artículos 2.2.2.2.2. y 2.2.2.2.4., respectivamente, del Decreto 1068 de 2015.	

Anexo 2. Definición de Escalas de Calificación Nacional

CALIFICACIONES CREDITICIAS NACIONALES DE LARGO PLAZO:

AAA(col). Las Calificaciones Nacionales 'AAA' indican la máxima calificación asignada por Fitch en la escala de calificación nacional de ese país. Esta calificación se asigna a emisores u obligaciones con la expectativa más baja de riesgo de incumplimiento en relación a todos los demás emisores u obligaciones en el mismo país.

AA(col). Las Calificaciones Nacionales 'AA' denotan expectativas de muy bajo riesgo de incumplimiento en relación a otros emisores u obligaciones en el mismo país. El riesgo de incumplimiento difiere sólo ligeramente del de los emisores u obligaciones con las más altas calificaciones del país.

A(col). Las Calificaciones Nacionales 'A' denotan expectativas de bajo riesgo de incumplimiento en relación a otros emisores u obligaciones en el mismo país. Sin embargo, cambios en las circunstancias o condiciones económicas pueden afectar la capacidad de pago oportuno en mayor grado que lo haría en el caso de los compromisos financieros dentro de una categoría de calificación superior.

BBB(col). Las Calificaciones Nacionales 'BBB' indican un moderado riesgo de incumplimiento en relación a otros emisores u obligaciones en el mismo país. Sin embargo, los cambios en las circunstancias o condiciones económicas son más probables que afecten la capacidad de pago oportuno que en el caso de los compromisos financieros que se encuentran en una categoría de calificación superior.

BB(col). Las Calificaciones Nacionales 'BB' indican un elevado riesgo de incumplimiento en relación a otros emisores u obligaciones en el mismo país. Dentro del contexto del país, el pago es hasta cierto punto incierto y la capacidad de pago oportuno resulta más vulnerable a los cambios económicos adversos a través del tiempo.

B(col). Las Calificaciones Nacionales 'B' indican un riesgo de incumplimiento significativamente elevado en relación a otros emisores u obligaciones en el mismo país. Los compromisos financieros se están cumpliendo pero subsiste un limitado margen de seguridad y la capacidad de pago oportuno continuo está condicionada a un entorno económico y de negocio favorable y estable. En el caso de obligaciones individuales, esta calificación puede indicar obligaciones en problemas o en incumplimiento con un potencial de obtener recuperaciones extremadamente altas.

© 2017 Fitch Ratings www.fitchratings.com.co

CCC(col). Las Calificaciones Nacionales 'CCC' indican que el incumplimiento es una posibilidad real. La capacidad para cumplir con los compromisos financieros depende exclusivamente de condiciones económicas y de negocio favorables y estables.

CC(col). Las Calificaciones Nacionales 'CC' indican que el incumplimiento de alguna índole parece probable.

C(col). Las Calificaciones Nacionales 'C' indican que el incumplimiento es inminente.

RD(col). Las Calificaciones Nacionales 'RD' indican que en la opinión de Fitch Ratings el emisor ha experimentado un "incumplimiento restringido" o un incumplimiento de pago no subsanado de un bono, préstamo u otra obligación financiera material, aunque la entidad no está sometida a procedimientos de declaración de quiebra, administrativos, de liquidación u otros procesos formales de disolución, y no ha cesado de alguna otra manera sus actividades comerciales.

D(col). Las Calificaciones Nacionales 'D' indican un emisor o instrumento en incumplimiento.

E(col). Descripción: Calificación suspendida. Obligaciones que, ante reiterados pedidos de la calificadora, no presenten información adecuada.

Nota: Los modificadores "+" o "-" pueden ser añadidos a una calificación para denotar la posición relativa dentro de una categoría de calificación en particular. Estos sufijos no se añaden a la categoría 'AAA', o a categorías inferiores a 'CCC'.

TODAS LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE FITCH ESTÁN SUJETAS A CIERTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES. POR FAVOR LEA ESTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES SIGUIENDO ESTE ENLACE HTTPS://FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS. ADEMÁS, LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN Y LAS CONDICIONES DE USO DE TALES CALIFICACIONES ESTÁN DISPONIBLES EN NUESTRO SITIO WEB WWW.FITCHRATINGS.COM. LAS CALIFICACIONES PÚBLICAS, CRITERIOS Y METODOLOGÍAS ESTÁN DISPONIBLES EN ESTE SITIO EN TODO MOMENTO. EL CÓDIGO DE CONDUCTA DE FITCH, Y LAS POLITICAS SOBRE CONFIDENCIALIDAD, CONFLICTOS DE INTERESES, BARRERAS PARA LA INFORMACIÓN PARA CON SUS AFILIADAS, CUMPLIMIENTO, Y DEMÁS POLÍTICAS Y PROCEDIMIENTOS ESTÁN TAMBIÉN DISPONIBLES EN LA SECCIÓN DE CÓDIGO DE CONDUCTA DE ESTE SITIO. FITCH PUEDE HABER PROPORCIONADO OTRO SERVICIO ADMISIBLE A LA ENTIDAD CALIFICADA O A TERCEROS RELACIONADOS. LOS DETALLES DE DICHO SERVICIO DE CALIFICACIONES SOBRE LAS CUALES EL ANALISTA LIDER ESTÁ BASADO EN UNA ENTIDAD REGISTRADA ANTE LA UNIÓN EUROPEA, SE PUEDEN ENCONTRAR EN EL RESUMEN DE LA ENTIDAD EN EL SITIO WEB DE FITCH.

Derechos de autor © 2017 por Fitch Ratings, Inc. y Fitch Ratings, Ltd. y sus subsidiarias. 33 Whitehall Street, New York, NY 10004. Teléfono: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. La reproducción o distribución total o parcial está prohibida, salvo con permiso. Todos los derechos reservados. En la asignación y el mantenimiento de sus calificaciones, así como en la realización de otros informes (incluyendo información prospectiva), Fitch se basa en información factual que recibe de los emisores y sus agentes y de otras fuentes que Fitch considera creíbles. Fitch lleva a cabo una investigación razonable de la información factual sobre la que se basa de acuerdo con sus metodologías de calificación, y obtiene verificación razonable de dicha información de fuentes independientes, en la medida de que dichas fuentes se encuentren disponibles para una emisión dada o en una determinada jurisdicción. La forma en que Fitch lleve a cabo la investigación factual y el alcance de la verificación por parte de terceros que se obtenga variará dependiendo de la naturaleza de la emisión calificada y el emisor, los requisitos y prácticas en la jurisdicción en que se ofrece y coloca la emisión y/o donde el emisor se encuentra, la disponibilidad y la naturaleza de la información pública relevante, el acceso a representantes de la administración del emisor y sus asesores, la disponibilidad de verificaciones preexistentes de terceros tales como los informes de auditoría, cartas de procedimientos acordadas, evaluaciones, informes actuariales, informes técnicos, dictámenes legales y otros informes proporcionados por terceros, la disponibilidad de fuentes de verificación independiente y competentes de terceros con respecto a la emisión en particular o en la jurisdicción del emisor, y una variedad de otros factores. Los usuarios de calificaciones e informes de Fitch deben entender que ni una investigación mayor de hechos ni la verificación por terceros puede asegurar que toda la información en la que Fitch se basa en relación con una calificación o un informe será exacta y completa. En última instancia, el emisor y sus asesores son responsables de la exactitud de la información que proporcionan a Fitch y al mercado en los documentos de oferta y otros informes. Al emitir sus calificaciones y sus informes, Fitch debe confiar en la labor de los expertos, incluyendo los auditores independientes con respecto a los estados financieros y abogados con respecto a los aspectos legales y fiscales. Además, las calificaciones y las proyecciones de información financiera y de otro tipo son intrínsecamente una visión hacia el futuro e incorporan las hipótesis y predicciones sobre acontecimientos futuros que por su naturaleza no se pueden comprobar como hechos. Como resultado, a pesar de la comprobación de los hechos actuales, las calificaciones y proyecciones pueden verse afectadas por eventos futuros o condiciones que no se previeron en el momento en que se emitió o afirmo una calificación o una proyección.

La información contenida en este informe se proporciona "tal cual" sin ninguna representación o garantía de ningún tipo, y Fitch no representa o garantiza que el informe o cualquiera de sus contenidos cumplirán alguno de los requerimientos de un destinatario del informe. Una calificación de Fitch es una opinión en cuanto a la calidad crediticia de una emisión. Esta opinión y los informes realizados por Fitch se basan en criterios establecidos y metodologías que Fitch evalúa y actualiza en forma continua. Por lo tanto, las calificaciones y los informes son un producto de trabajo colectivo de Fitch y ningún individuo, o grupo de individuos, es únicamente responsable por una calificación o un informe. La calificación no incorpora el riesgo de pérdida debido a los riesgos que no sean relacionados a riesgo de crédito, a menos que dichos riesgos sean mencionados específicamente. Fitch no está comprometido en la oferta o venta de ningún título. Todos los informes de Fitch son de autoría compartida. Los individuos identificados en un informe de Fitch estuvieron involucrados en, pero no son individualmente responsables por, las opiniones vertidas en él. Los individuos son nombrados solo con el propósito de ser contactos. Un informe con una calificación de Fitch no es un prospecto de emisión ni un substituto de la información elaborada, verificada y presentada a los inversores por el emisor y sus agentes en relación con la venta de los títulos. Las calificaciones pueden ser modificadas o retiradas en cualquier momento por cualquier razón a sola discreción de Fitch. Fitch no proporciona asesoramiento de inversión de cualquier tipo. Las calificaciones no son una recomendación para comprar, vender o mantener cualquier título. Las calificaciones no hacen ningún comentario sobre la adecuación del precio de mercado, la conveniencia de cualquier título para un inversor particular, o la naturaleza impositiva o fiscal de los pagos efectuados en relación a los títulos. Fitch recibe honorarios por parte de los emisores, aseguradores, garantes, otros agentes y originadores de títulos, por las calificaciones. Dichos honorarios generalmente varían desde USD1,000 a USD750,000 (u otras monedas aplicables) por emisión. En algunos casos, Fitch calificará todas o algunas de las emisiones de un emisor en particular, o emisiones aseguradas o garantizadas por un asegurador o garante en particular, por una cuota anual. Se espera que dichos honorarios varíen entre USD10,000 y USD1,500,000 (u otras monedas aplicables). La asignación, publicación o diseminación de una calificación de Fitch no constituye el consentimiento de Fitch a usar su nombre como un experto en conexión con cualquier declaración de registro presentada bajo las leyes de mercado de Estados Unidos, el "Financial Services and Markets Act of 2000" de Gran Bretaña, o las leyes de títulos y valores de cualquier jurisdicción en particular. Debido a la relativa eficiencia de la publicación y distribución electrónica, los informes de Fitch pueden estar disponibles hasta tres días antes para los suscriptores electrónicos que para otros suscriptores de imprenta.

Solamente para Australia, Nueva Zelanda, Taiwán y Corea del Norte: Fitch Australia Pty Ltd tiene una licencia australiana de servicios financieros (licencia no. 337123) que le autoriza a proveer calificaciones crediticias solamente a "clientes mayoristas". La información de calificaciones crediticias publicada por Fitch no tiene el fin de ser utilizada por personas que sean "clientes minoristas" según la definición de la "Corporations Act 2001".

7.2 ANEXO 2: Código de Buen Gobierno del Emisor

TITULO PRELIMINAR
CAPITULO I.
DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1.- OBJETIVO DEL CÓDIGO:

Estructurar, precisar y compilar los principios éticos, políticas, valores, normas y directrices empresariales que orientan todas las actuaciones de EEB en su conjunto.

ARTÍCULO 2.- ÁMBITO DE APLICACIÓN:

Las actuaciones de los miembros de Junta Directiva, del Presidente, de los Vicepresidentes de Área, del Secretario General, de los Jefes de Oficina, de los coordinadores, asesores o profesionales internos y externos y, en general de los empleados al servicio de EEB están enmarcados dentro de las disposiciones de este código para que el buen gobierno corporativo de la sociedad pueda desarrollarse dentro de principios, valores éticos y compromisos individuales y colectivos específicos, medibles, verificables y equitativos.

ARTÍCULO 3.- DEFINICIONES:

Para efectos de la interpretación del presente Código de Buen Gobierno, los términos contenidos en este artículo tendrán el significado que se les atribuye a continuación:

Accionista minoritario: Aquél que no tiene capacidad de controlar directa o indirectamente a la sociedad y que no está vinculado al accionista controlante, independientemente de su porcentaje de participación accionaria o aquel definido como tal de acuerdo a los estatutos de la sociedad o de las normas vigentes.

Alta Gerencia: Personas del primer y segundo nivel jerárquico, encargadas de idear, ejecutar y controlar los objetivos y estrategias de la misma.

Auditoria Especializada: Profesional o grupo de profesionales independientes que estudian, analizan y emiten un concepto sobre un tema específico. La auditoria especializada puede ser solicitada por un grupo de accionistas en las condiciones estipuladas por la sociedad para llevar a cabo este procedimiento. El auditor especializado estará obligado a guardar confidencialidad sobre los temas consultados y la información presentada para el desarrollo del contrato.

Circulación Desmaterializada: Mecanismo mediante el cual los emisores de valores eliminan la expedición de títulos valores en forma física y utilizan el mecanismo de anotación en cuenta para ordenar las operaciones de los suscriptores de títulos emitidos por el emisor.

Depositante: Personas naturales o jurídicas a nombre de las cuales se reciben o registran en el Depósito Centralizado de Valores, de manera directa o indirecta valores.

Depositante Directo: Son las entidades que pueden acceder directamente a los servicios del depósito centralizado de valores y han suscrito un contrato de depósito de valores con la sociedad administradora del depósito, ya sea en nombre propio o por cuenta y en nombre de un tercero, tales como (i) Entidades Financieras, (ii) Bolsas de Valores, (iii)

Sociedades comisionistas de bolsa, y (iv) las entidades emisoras con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios

Depósito Centralizado de Valores: Institución especializada administrada por una sociedad legalmente habilitada para el efecto que tiene como función recibir en depósito valores para su custodia, administración, compensación y liquidación mediante el sistema de registros contables automatizados denominados Anotación en Cuenta. Contribuyen a mejorar la eficiencia del mercado de valores y el manejo del riesgo

Grupos de interés: Todas aquellas personas que por su vinculación con la Sociedad, tienen interés en él. Dentro de éstos se cuentan el público en general, accionistas, inversionistas, clientes, usuarios, autoridades económicas y tributarias.

Hallazgo Material: Un hecho económico es material, cuando debido a su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias que lo rodean, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información.

Al preparar estados financieros, la materialidad se debe determinar con relación al activo total, al pasivo total, al pasivo corriente, al capital de trabajo, al patrimonio o a los resultados del ejercicio, según corresponda.

Macrotítulo: Título global que contiene los derechos de títulos valores emitidos (acciones, bonos, etc) que no está representada en títulos valores independientes.
Tarifas de mercado: Equivalente a los Precios de Transferencia establecidos en el Capitulo XI del Estatuto Tributario.

Vinculados económicos: Aquellos que se encuentran dentro de alguna de las siguientes situaciones: a) Les entidades del grupo empresarial al que pertenece la Sociedad, incluyendo sus filiales. b) Quienes sean directores, Presidente, administradores o liquidadores de la compañía, y sus cónyuges o sus parientes hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad; y, c) Toda persona que sea beneficiario real de más del 10% de las acciones de la Sociedad.

TITULO I.
INFORMACIÓN DE LA SOCIEDAD

ARTÍCULO 4.- NATURALEZA:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. es una sociedad por acciones, constituida como una empresa de servicios públicos mixta, conforme a las disposiciones de la ley 142 de 1994, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil de carácter *sui generis,* dada su función de prestación de servicios públicos domiciliarios.

ARTÍCULO 5.- OBJETO SOCIAL:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., tiene como objeto la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras

personas. De igual manera, podrá desarrollar y participar, directa o indirectamente, en proyectos de ingeniería e infraestructura, y realizar inversiones en este campo, incluyendo la prestación de servicios y actividades relacionadas.

En desarrollo de su objeto social, EEB puede celebrar todo tipo de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos y, en especial, asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas con su objeto social así como las conexas y complementarias.

ARTÍCULO 6.- GRUPO EMPRESARIAL:

EEB en cumplimiento de las disposiciones legales ha declarado su situación de control respecto de (i)TGI S.A ESP en el sector de transporte de gas, (ii) Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP y Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (extranjera) en el sector de distribución y transmisión de energía eléctrica y (iii) CONGÁS Perú S.A.C (extranjera) en el sector de distribución de gas natural formalizando con ello, su Grupo Empresarial.

EEB propugnará para que las empresas que conformen el Grupo Empresarial adopten medidas específicas respecto de su gobierno, su conducta y su información, con base en los lineamientos establecidos en el presente Código de Buen Gobierno y para el efecto y en cumplimiento de la unidad de propósito y dirección que lleva implícito el Grupo Empresarial, se definan políticas y criterios que garanticen la comunicación y asunción de los intereses económicos, financieros o administrativos entre las empresas del grupo.

TITULO II.
MARCO DE ACTUACIÓN

CAPITULO I.
MARCO DE REFERENCIA CORPORATIVO

La gestión empresarial de EEB se guía por su marco de planeación, dirección y actuación de Gestión Integral Estratégica, la cual permite deliberar, focalizar y priorizar adecuadamente, el accionar de la Empresa.

ARTÍCULO 7.- DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP ha tenido a lo largo de los últimos 10 años transformaciones importantes que han cambiado su papel en el sector energético colombiano, y por consiguiente han generado ajustes en su esquema organizacional y en su relación con los accionistas.

La Empresa cuenta con un Plan Estratégico para el Centro Corporativo, la Fundación y las Unidades de negocio, el cual esta conformado por Misión, Valores, Visión, Megas y estrategia.

El cumplimiento de la estrategia se desarrolla a través de objetivos, indicadores, iniciativas y proyectos a los cuales se les realiza seguimientos trimestrales y la Empresa tiene contemplado realizar actualizaciones del PEC anualmente.

ARTÍCULO 8.- MISION:

Somos un Grupo Empresarial innovador que genera valor a sus accionistas y a Bogotá D.C, a través de la participación relevante en el sector energético nacional e internacional, con talento humano competente, responsabilidad social corporativa y prácticas de clase mundial.

ARTÍCULO 9.- VISIÓN:

Ser en el año 2024 el primer transportador independiente de gas natural en Latinoamericano, actor relevante en la transmisión de energía eléctrica nacional e internacional y con participación importante en otros negocios del sector energético.

ARTÍCULO 10.- VALORES CORPORATIVOS DEL GRUPÓ:

Los resultados individuales y colectivos: Trabajamos orientados a la consecución de logros que contribuyen a la gestión empresarial eficaz.

El cambio y la innovación: Enfrentamos activamente los retos, nos adaptamos y aprovechamos las oportunidades del entorno. Aportamos soluciones innovadoras para mejorar los procesos y servicios de la organización.

El desarrollo humano: Promovemos la formación, el crecimiento personal y profesional de nuestros colaboradores y colaboradoras.

La transparencia: Nuestra gestión es verificable, clara y genera confianza a nuestros grupos de interés.

El respeto: Aceptados la diversidad cultural, religiosa y de género y somos tolerantes.

La justicia: Tomamos decisiones justas que nos permiten tener un mejor ambiente de trabajo e imagen empresarial.

La excelencia: Buscamos siempre la excelencia en lo que hacemos, trabajamos con altos estándares de gestión.

La integridad: Actuamos con ética y coherencia, respetamos las políticas y normas empresariales sin beneficio personal.

ARTÍCULO 11.- OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

La Empresa en su mapa estratégico tiene definido los siguientes objetivos estratégicos:

PERSPECTIVA FINANCIERA:

F1. Aumentar el valor económico y financiero para los accionistas
F2. Incrementar el valor de las empresas del portafolio accionario sin control;

F3. Optimizar los costos y los gastos; F4. Incrementar los ingresos nacionales e internacionales

PERSPECTIVA CLIENTE

C1. Tener reconocimiento como un grupo empresarial eficiente y rentable de clase mundial y con responsabilidad social;
C2. Incrementar las operaciones en Latinoamerica

PERSPECTIVA PROCESOS

P1. Optimizar la estructura financiera y garantizar la disponibilidad de recursos financieros;
P2. Optimizar el desempeño del portafolio accionario sin control;
P3. Gestionar integralmente el riesgo;
P4. Garantizar un abastecimiento costo-efectivo;
P5. Asegurar prácticas de clase mundial en los procesos del grupo empresarial;
P6. Gestionar el crecimiento nacional e internacional del Grupo Empresarial;
P7. Posicionar el Grupo Empresarial;
P8. Gestionar el portafolio de nuevos servicios;
P9. Consolidar el modelo de responsabilidad social corporativa
P10. Gestionar las condiciones de los negocios desde el punto de vista legal y regulatorio;

PERSPECTIVA APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO

A1. Contar con un talento humano para sostener el crecimiento;
A2. Fortalecer la cultura organizacional;
A3. Contar con tecnología e información que soporten la estrategia

ARTÍCULO 12.- PRINCIPIOS:

El presente Código incluye reglas, principios y modelos de conducta de todos y cada uno de sus directores, colaboradores y proveedores los cuales a su vez responden a criterios de corrección, responsabilidad y racionalidad de todos los que de una u otra forma se relacionen con EEB.

HONESTIDAD. La verdad prevalece por encima de cualquier consideración, fin o justificación. Implica decir, actuar y responder por los actos y decisiones individuales y colectivas sobre bases debidamente informadas, de buena fe, conducta ética, el cuidado y diligencia debidos.

TRATAMIENTO EQUITATIVO. La estructura de buen gobierno corporativo de EEB asegura el tratamiento equitativo y respetuoso para todos los accionistas, empleados, proveedores, clientes y grupos de interés que se relacionen con la misma.

TRANSPARENCIA Y RESPONSABILIDAD. Mediante este principio EEB asegura que mantiene organizada, disponible y oportuna la información relevante, incluyendo su situación financiera, desempeño, propiedad y gobierno de la compañía.

ACTITUD DE SERVICIO. EEB asegura y refleja confianza y profesionalismo en su equipo humano, el cual se compromete a mantener siempre una actitud de servicio amable, oportuno, diligente y eficiente frente a sus clientes, accionistas y la comunidad en general.

RESPETO A LOS DERECHOS HUMANOS, LABORALES Y DEL MEDIO AMBIENTE. En virtud de este principio, EEB prioriza al ser humano, al trabajador y al medio ambiente y con él, la búsqueda de un desarrollo sostenible de la sociedad, con equidad, transparencia y efectividad. Mediante el ejemplo y el acompañamiento permanente en la gestión por parte de los líderes o responsables de áreas, proyectos e inversiones, se garantiza el trabajo en equipo, la seguridad
e integridad de las personas, sus derechos y deberes, inversiones y la preservación del medio ambiente.

LEGALIDAD. La actividad de EEB se realiza en estricto cumplimiento al marco legal vigente

ARTÍCULO 13.- SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD:

EEB tiene implementados y certificados los sistemas de gestión en calidad, ambiental y seguridad y salud ambiental bajo las Normas ISO 9001, GP 1000, ISO 14001 y OHSAS 18001 en sus siguientes negocios operativos:

Transmisión de energía. Cuyo alcance es “Diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica”. Este alcance se logra con la ejecución de los procesos operativos que buscan la disponibilidad de la infraestructura de transmisión, con la cual los agentes del mercado del sector eléctrico (Generadores, Distribuidores, Comercializadores y Usuarios finales), pueden realizar sus transacciones comerciales y así darle viabilidad al mercado de energía y materializar el recibo y entrega de la energía eléctrica, con los niveles de continuidad, calidad, confiabilidad, economía y seguridad adecuados.

Portafolio Accionario. Cuyo alcance es “Identificación, evaluación, consolidación y seguimiento de inversiones en el sector energético”. Este alcance se logra a través de los procesos operativos que buscan las nuevas oportunidades de negocio y el seguimiento a las participaciones accionarias con los cuales se contribuye al mejoramiento de la gestión de estas empresas participadas y a la generación de valor a los accionistas.

EEB para garantizar el servicio que presta a sus clientes (Agentes del Sector en el caso del negocio de transmisión de energía y Accionistas en el caso del negocio de portafolio accionario) y el mejoramiento continuo de su gestión, desarrolla sus Políticas de Calidad, Ambiental y de Seguridad y Salud Ocupacional y realiza un ciclo conformado por los procesos operativos los cuales son apoyados por procesos estratégicos y de soporte, tal como se presenta en el mapa de procesos.

Los procesos estratégicos se refieren a la planeación estratégica de la organización en concordancia con las metas y con las necesidades de nuestros clientes, a la imagen corporativa y al mejoramiento del servicio a través de la gestión legal y de las administraciones del control interno y del sistema de gestión.

Los Procesos de soporte se refieren al apoyo en la contratación de bienes y servicios, en la gestión social y ambiental y en las administraciones de los recursos humanos, físicos, informáticos y financieros que brindan las demás áreas de la organización.
El Sistema Integrado de Gestión contribuye a que nuestra Empresa trabaje orientada a la satisfacción de sus grupos de interés, a que se consolide como empresa socialmente responsable e implemente estándares internacionales encaminados a lograr ser una empresa más competitiva con servicios de calidad en armonía con el medio ambiente y bajo el control de los riesgos ocupacionales a sus colaboradores.

CAPITULO II.
ACTIVIDADES

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. está conformada por dos áreas de negocios, que se describen a continuación:

ARTÍCULO 14. TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA: EEB desarrolla la actividad de transmisión de energía que consiste en los servicios de transporte de energía por las redes de alta tensión, de conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN y de coordinación, control y supervisión de la operación eléctrica en el área de Bogotá.

Para la prestación del servicio, la Empresa cuenta con líneas de doble circuito s 230 kV y 3 kilómetros de tramos de líneas a 230 kV de circuito sencillo, con los equipos de conexión respectivos y los barrajes en subestaciones a 230 kV. EEB cuenta con un Centro de Control de Transmisión CCT, que realiza la coordinación, supervisión y control de la operación del sistema de transmisión de la Empresa, contribuye a que el servicio de energía del área de Bogotá se preste con estándares de calidad, seguridad y confiabilidad a través del monitoreo permanente de 9 subestaciones del STN a 230 kV; la operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones, la coordinación de los mantenimientos de los equipos de transmisión, de maniobras y restablecimiento de las líneas en caso de emergencia y la coordinación con el Centro Nacional de Despacho – CND y los centros de control y operación de ISA, Emgesa y Codensa, empresas con las que EEB tiene fronteras comerciales.

El servicio de transmisión es un servicio regulado. Su valor lo determina la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, quien establece la metodología para determinar el ingreso de cada uno de los transmisores del STN, en función de la cantidad de activos que cada uno tiene.

El ingreso anual incluye la recuperación de la inversión valorada en términos del valor de la reposición de nuevo de las unidades constructivas que conforman los distintos activos de transmisión.

Esta actividad es ejercida en Guatemala a través de su filial Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. – TRECSA. Proyecto que fue adjudicado a EEB después de la oferta presentada el pasado 27 de noviembre de 2009, cuya oferta económica se abrió el 11 de diciembre y finalmente el 21 de enero de 2010 el Ministerio de Energía y Minas ratificó la adjudicación. El proyecto consta de 6 lotes distribuidos a lo largo del país, 850 km de líneas, 12 subestaciones nuevas y 12 ampliaciones.

Por otra parte, EEB participa en el negocio de distribución a través de sus subsidiarias Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP .

ARTÍCULO 15.- TRANSPORTE DE GAS

TGI S.A. ESP: El Gobierno Nacional mediante Decreto 1404 de mayo 5 de 2005, aprobó el programa de enajenación de la participación estatal, representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas Ecogás, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP. TGI S.A. ESP.

El 6 de diciembre de 2006, como resultado del proceso de enajenación antes mencionado, EEB resultó adjudicataria de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogás.

En razón de lo anterior, el 16 de febrero de 2007, fue constituida, bajo las leyes de la república de Colombia, la sociedad anónima TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR S.A. ESP, mediante escritura pública 067 de la Notaría Once de Bucaramanga.

EEB es propietaria del 97.91% de las acciones en circulación de TGI S.A. ESP. TGI es el transportador más importante del país: Por su ubicación estratégica y el mercado que atiende (Zona Andina), TGI se constituye como el activo de transporte de gas más importante del país.

Cuenta con la red de transporte más extensa del país (3,702 Kms), y una capacidad promedio de transporte de 420 mpc/d, que atiende las áreas del país con mayor población y desarrollo industrial.

Además participa en el negocio de Distribución y Comercialización de gas natural en Perú a través de la filial CONGÁS Perú S.A.C.. En 2008 el consorcio EEB (con participación actual de 75%) y TGI (con participación actual de 25%) resultaron adjudicatarias de la concesión por 30 años para desarrollar la actividad de distribución de gas natural por gasoductos en el Departamento de ICA – Perú, para lo cual CONGÁS debe en dicho periodo diseñar, construir, operar y mantener la infraestructura correspondiente para atender como mínimo 50.000 clientes luego del sexto año de entrada en operación comercial (que se espera sea en el año 2012) del proyecto. El contrato de concesión respectivo fue firmado por CONGÁS Perú S.A.C. el 07 de marzo de 2009.

ARTÍCULO 16.- PORTAFOLIO ACCIONARIO:

EEB se ha conformado como una organización empresarial, que además de la participación directa y con control en las actividad de transmisión de electricidad, distribución y comercialización de gas natural, transporte de gas y distribución de energía eléctrica, participa con acciones en el negocio de distribución de energía a través de CODENSA S.A. E.S.P.; en la generación de energía con EMGESA S.A. E.S.P, en el negocio de transmisión a nivel internacional a través de Red de Energía del Perú, en gas

a través de Gas Natural S.A. E.S.P. y en otras compañías donde su participación es minoritaria como ISA, ISAGEN y EMSA.

TITULO III.
DE LA SOCIEDAD Y SU GOBIERNO

CAPITULO I.
ÓRGANOS DE DIRECCIÓN

ARTÍCULO 17.- ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS:

Es el máximo órgano de gobierno de la sociedad, conformada por todas las personas que son titulares de acciones suscritas y constituye el principal mecanismo presencial para el suministro de información a los socios. La Asamblea General de Accionistas fija las directrices de la gestión social y orienta y evalúa la gestión de sus administradores.

ARTÍCULO 18.- REUNIONES:
Las reuniones de la Asamblea General son ordinarias y extraordinarias y son presididas por uno cualquiera de los asistentes, acordado por la mayoría absoluta de las acciones presentes en la reunión.

Reuniones ordinarias. Se efectúan en el domicilio de la sociedad dentro de los tres primeros meses de cada año, en el lugar, el día y hora determinado por el Presidente o la Junta Directiva en la convocatoria.

La Junta Directiva previo estudio y análisis de los Estados Financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código de Comercio, puede en cualquier momento determinar los cortes de estados financieros que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.
La convocatoria se realiza con no menos de quince (15) días hábiles de antelación respecto de la fecha de la Asamblea, y en ella se previene que, durante el término de la convocatoria, los estados financieros certificados y dictaminados y los libros están a disposición de los accionistas para que puedan ejercer el derecho de inspección.

Reuniones extraordinarias. Se verifican por convocatoria de la Junta Directiva, del Presidente o del Revisor Fiscal. Además, cualquiera de los órganos anteriores debe convocar la Asamblea General de Accionistas cuando lo solicite un número de accionistas que represente por lo menos la cuarta parte del capital suscrito.

Las reuniones extraordinarias se llevan a cabo cuando lo requieran las necesidades imprevistas o urgentes de la sociedad, en el domicilio principal, en el día y hora indicados en la convocatoria, la que debe realizarse con una antelación no inferior a cinco (5) días calendario.

La Asamblea extraordinaria no puede tomar decisiones sobre temas no incluidos en el orden del día, pero por decisión del setenta por ciento (70%) de las acciones representadas puede ocuparse de otros temas una vez agotado el orden del día.

La Asamblea General de Accionistas puede reunirse sin previa citación y en cualquier sitio cuando esté representada la totalidad de las acciones suscritas.

Parágrafo 1: Sin perjuicio de lo anterior y con el fin de facilitar la toma de decisiones informadas a la Asamblea General de Accionistas, la sociedad pondrá a disposición de los accionistas en el domicilio principal y en la página web www.eeb.com.co, dentro del término de convocatoria, la documentación necesaria para la debida información de los mismos sobre los temas a tratar.

Cuando deban ser designados los integrantes de la Junta Directiva, la sociedad pondrá, la lista de candidatos, a disposición de los accionistas en el domicilio principal y en la página web www.eeb.com.co, para lo cual los socios deberán remitir sus propuestas dentro del término de convocatoria.

Parágrafo 2: Cuando a ello haya lugar, la sociedad tendrá a disposición de los accionistas, la información financiera que sea material para las decisiones sobre las sociedades subordinadas.

Parágrafo 3: En el orden del día se desagregarán los diferentes asuntos por tratar, de modo que no se confunda con otros, dando al mismo una secuencia lógica de temas, salvo aquellos puntos que deban discutirse conjuntamente por tener conexidad entre sí, hecho que deberá ser advertido.

Parágrafo 4: La sociedad preparará y pondrá a disposición de los accionistas mecanismos electrónicos que permitan divulgar durante la reunión de la Asamblea General de Accionistas, el desarrollo de la misma, de manera que aquellos que no puedan asistir tengan conocimiento de lo que en ella acontece.

Parágrafo 5: EEB ha adoptado un reglamento de funcionamiento de la Asamblea General de Accionistas, que regula la convocatoria y la celebración de la misma.

ARTÍCULO 19.- QUÓRUM DELIBERATORIO:

La Asamblea General puede deliberar con un número plural de personas que represente, por lo menos, la mayoría absoluta de las acciones suscritas.

ARTÍCULO 20.- FUNCIONES:

Corresponden a la Asamblea General de Accionistas las siguientes funciones generales:

1. Estudiar y aprobar las reformas estatutarias.
2. Nombrar y remover libremente a los miembros de la Junta Directiva, al revisor fiscal, así como fijarle sus asignaciones.
3. Examinar, aprobar o improbar los balances de fin de ejercicio, las cuentas que deben rendir los administradores, los informes de Junta Directiva y del Presidente sobre el estado de los negocios, así como el informe del revisor fiscal.
4. Ordenar las acciones que correspondan contra los administradores y el revisor fiscal.
5. Disponer de las utilidades sociales y fijar el monto del dividendo, la forma y plazos para su pago, de conformidad con el estatuto social y la Ley.
6. Decretar la cancelación de pérdidas y la creación de reservas.
7. Disponer el aumento del capital social, sin perjuicio de la facultad de la Junta para aumentar el capital autorizado en los casos estipulados en la ley 142 de 1994, artículo 19, numeral 19.4.

8. Autorizar la transformación, la fusión de la sociedad o la separación de las actividades de la empresa de acuerdo con lo dispuesto en la Ley.
9. Velar por el cumplimiento del objeto social con sujeción a estos estatutos.
10. Disponer la disolución extraordinaria de la sociedad.
11. Ordenar la readquisición de acciones propias y su posterior enajenación.
12. Delegar en casos concretos especiales el ejercicio de algunas de sus funciones en la Junta Directiva o en el Presidente.
13. Aprobar el reglamento de las acciones privilegiadas, la forma de inscripción de las acciones preferenciales sin derecho a voto, disponer la emisión de bonos convertibles en acciones y las exenciones al derecho de preferencia en la colocación de acciones.
14. Decretar la emisión de bonos y de títulos representativos de obligaciones.
15. Ejercer toda atribución que le corresponda de acuerdo a la naturaleza jurídica de la sociedad o que según la Ley y los estatutos le correspondan y además las que no estén atribuidas a otro órgano social.
16. Elegir a uno de los accionistas para que presida las sesiones de la Asamblea General de Accionistas.
17. Aprobar la realización de operaciones relevantes con los vinculados económicos de la Sociedad, salvo que concurran las siguientes circunstancias: **a)** Que se realicen a tarifas de mercado fijadas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicios de que se trate y **b)** Que se trate de operaciones del giro ordinario de la Sociedad.
18. Solo en el evento en que sean incluidos expresamente en la convocatoria respectiva, podrán ser analizados y votados por la Asamblea General de Accionistas los siguientes asuntos: **1)** Cambio de objeto social. **2)** Renuncia al derecho de preferencia en la suscripción de acciones. **3)** Cambio de domicilio principal. **4)** Disolución extraordinaria y **5)** Transformación empresarial.

ARTÍCULO 21.- ACTAS:

Todas las decisiones y deliberaciones de la sociedad se consignan en el Libro de Actas de Asamblea General de Accionistas, el cual está debidamente inscrito en el registro mercantil. Todas las actas se suscriben por el presidente y el secretario designados para la reunión, previa aprobación de la redacción del acta respectiva por parte de una comisión integrada por dos (2) de los asistentes y que haya sido designada por la Asamblea General de Accionistas.

Las actas han de reunir los requisitos de forma y fondo estipulados en la ley mercantil y se elaboran y suscriben una vez culmine la respectiva reunión. Estas se firmarán por el presidente de la Asamblea y su secretario o, en su defecto, por el revisor fiscal

CAPITULO II.
ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN

ARTÍCULO 22.- JUNTA DIRECTIVA:

Corresponde a la Junta Directiva de la sociedad dictar, controlar y evaluar las políticas empresariales de la Empresa.

ARTÍCULO 23.- COMPOSICIÓN:

La Junta Directiva de EEB está integrada por nueve (9) miembros principales con sus respectivos suplentes, de los cuales el 25% deben ser independientes en los términos de ley. En su accionar tendrá un presidente y un vicepresidente.

Parágrafo 1: En todo caso, no se designará como miembros principales o suplentes de la Junta Directiva, a un número de personas vinculadas laboralmente a la Sociedad, que reunidos en sesión y en ejercicios de sus facultades como integrantes de tal órgano, puedan conformar entre ellas mayoría decisoria.

Parágrafo 2: Los miembros suplentes deberán mantenerse adecuadamente informados de los temas sometidos a consideración de la Junta Directiva, con el fin que cuando deban ejercer como miembros principales, dispongan del conocimiento necesario para dicha labor.

ARTÍCULO 24.- ELECCIÓN:

La Junta Directiva es elegida mediante el procedimiento de cuociente electoral por la Asamblea General de Accionistas para un periodo de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos o removidos de sus cargos en cualquier momento.

La Junta Directiva se integra expresando de manera proporcional la propiedad accionaria.

ARTÍCULO 25.- INCOMPATIBILIDADES:

Los miembros de Junta Directiva no pueden hallarse vinculados por parentesco entre sí, ni con el Presidente, ni con el revisor fiscal, ni con cualquier otro empleado de la dirección o nivel ejecutivo que tenga responsabilidad en el manejo, ejecución y evaluación de políticas y directrices empresariales.

ARTÍCULO 26.- REUNIONES:

La Junta Directiva se reúne ordinariamente una (1) vez al mes y, de manera extraordinaria, cuando sea convocada por su presidente, o por cinco (5) de sus miembros principales, por el Presidente o por el revisor fiscal de la sociedad. Las reuniones se llevan a cabo en el domicilio principal de la Sociedad.

ARTÍCULO 27.- QUÓRUM Y MAYORÍA DECISORIA:

La Junta Directiva delibera con la presencia de cinco (5) de sus miembros y decide con el voto de la mayoría de los asistentes.

ARTÍCULO 28.- DEBERES:

Los miembros de Junta Directiva son administradores y como tal actúan de buena fe, con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Sus actuaciones se cumplen en interés de EEB, teniendo en cuenta los intereses de sus accionistas.

Tienen el deber de velar por el estricto cumplimiento de las disposiciones legales y estatutarias; dar un trato equitativo a todos los socios; y no participar por sí o por interpuesta persona en interés personal o de terceros en actos respecto de los cuales exista conflicto de intereses.

ARTÍCULO 29.- FUNCIONES:

La Junta Directiva de EEB tiene las siguientes funciones generales:

1. Darse su reglamento, el cual regulará entre otros los siguientes temas: (i) Información a los integrantes que sean designados por primera vez. (ii) Contenido de las actas, en relación con las deliberaciones, discusiones y fuentes de información que sirvieron de base para las decisiones adoptadas. (iii) Información relevante, que para cada sesión será puesta a disposición de los miembros de la Junta Directiva, con una antelación no menor de dos (2) días.
2. Nombrar y remover libremente al Presidente de la sociedad y a sus suplentes.
3. Convocar a la Asamblea General cuando lo crea conveniente o cuando lo solicite un número de accionistas que represente la cuarta parte de las acciones suscritas.
4. Fijar las políticas de administración y dirección de los negocios sociales.
5. Presentar a la Asamblea de Accionistas, junto con el balance y las cuentas de cada ejercicio, un informe razonado sobre la situación económica y financiera de la sociedad y el proyecto de distribución de utilidades.
6. Aprobar el reglamento de emisión, suscripción y colocación de acciones y adoptarlo.
7. Inspeccionar los libros de la sociedad, cuentas, contratos y documentos en general.
8. Ordenar los aumentos del capital social, en el evento previsto en el artículo 19 de la ley 142 de 1994.
9. Determinar la cuantía de los contratos, actos y negocios jurídicos que puede delegar el Presidente en funcionarios de nivel directivo, ejecutivo o sus equivalentes.
10. Velar por el cumplimiento de la Ley, los estatutos, las órdenes de la Asamblea de Accionistas y los compromisos adquiridos por la sociedad en desarrollo de su objeto social.
11. Aprobar los planes de desarrollo de la sociedad y las directrices para su ejecución.
12. Aprobar el presupuesto anual de la sociedad, sus programas de inversión, mantenimiento y gastos, así como las proyecciones financieras.
13. Decidir sobre sus excusas, vacaciones y licencias del Presidente, así como las del revisor fiscal.
14. Recibir, evaluar, aprobar o improbar los informes que le presente el Presidente de la sociedad sobre el desarrollo de su gestión.
15. Vigilar la correcta prestación del servicio público que constituye el objeto social.
16. Ordenar las acciones correspondientes contra los administradores, funcionarios directivos y demás personal de la sociedad por omisiones o actos perjudiciales para la empresa.
17. Velar por el estricto cumplimiento de los estatutos y la Ley.
18. Autorizar al Presidente para delegar algunas de sus funciones conforme a los estatutos de la sociedad.
19. Aprobar el avalúo de los aportes en especie que reciba la empresa de conformidad con el artículo 19.7 de la ley 142 de 1994.
20. Aprobar las políticas de personal, la planta de personal y los parámetros de remuneración a propuesta del Presidente.
21. Ejercer las funciones que le delegue la Asamblea General de Accionistas.
22. Adoptar las medidas específicas respecto del gobierno de la Empresa, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emita, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión y presentar a la Asamblea General de Accionistas, con el Presidente, un informe, relacionado con los asuntos anteriores.

23. Velar por el efectivo cumplimiento de los requisitos establecidos por los organismos de regulación del mercado de valores.
24. Asegurar el respeto a los derechos de todos sus accionistas y demás inversionistas en valores, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de regulación del mercado de valores.
25. Aprobar, modificar y desarrollar el Código de Buen Gobierno presentado por el Presidente, en el cual se compilen todas las normas y sistemas exigidos en disposiciones vigentes y velar por su efectivo cumplimiento.
26. Conocer de las reclamaciones formuladas por los accionistas e inversionistas relacionadas con la aplicación del Código de Buen Gobierno.

ARTÍCULO 30.- REMUNERACIÓN:

La Asamblea General de Accionistas asigna y fija los honorarios a los miembros de Junta Directiva.

ARTÍCULO 31.- ACTAS:

De todas las reuniones de Junta Directiva se elabora un acta que suscriben su presidente y el secretario de la misma y en la cual constarán las deliberaciones, discusiones y fuentes de información que sirvieron de base para las decisiones adoptadas.

ARTÍCULO 32.- COMITÉ DE AUDITORIA:

El Comité de Auditoría está integrado por todos los miembros independientes de la Junta Directiva, designados por ésta.

El Presidente de la Empresa, asistirá en calidad de invitado. Al menos uno de los miembros independientes de Junta Directiva deberá ser experto en temas financieros.

El Revisor Fiscal de la sociedad asistirá a las reuniones con derecho a voz y sin voto.

El presidente de dicho comité deberá ser un miembro independiente y su secretario será el Secretario General de la Compañía, quien levantará actas, conforme a la Ley, en donde consten las decisiones del comité. Las decisiones dentro del comité se adoptarán por mayoría simple.

Los miembros de este comité pertenecientes a la Junta Directiva, recibirán honorarios por cada reunión del Comité de auditoría al que asistan, equivalentes al 75% de los honorarios vigentes para las reuniones de Junta Directiva.

El Comité de auditoría deberá reunirse por lo menos cada tres (3) meses o cuantas veces lo requiera el interés de la Empresa, por convocatoria del Presidente del comité.

Entre las principales funciones de este comité se resaltan:

1. Supervisar el cumplimiento del programa de auditoría interna, el cual deberá tener en cuenta los riesgos del negocio y evaluar integralmente la totalidad de las áreas de la Empresa.
2. Velar porque la preparación, presentación y revelación de la información financiera se ajuste a lo dispuesto en la Ley.

3. Revisar los estados financieros de cierre de ejercicio, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea General de Accionistas.
4. Contratar especialistas independientes en los casos específicos en que lo juzgue conveniente, de conformidad con el Estatuto de Contratación de la Empresa.
5. Emitir concepto, mediante un informe escrito, respecto de las posibles operaciones que se planean celebrar con vinculados económicos, para lo cual deberá verificar que las mismas se realicen en condiciones de mercado y que no vulneran la igualdad de trato entre los accionistas.
6. Definir los mecanismos para consolidar la información de los órganos de control de la Sociedad, para la presentación de la misma a la Junta Directiva.
7. Las demás que le asigne la Junta Directiva.

Parágrafo: El Comité de auditoría dictará su propio reglamento que especificará el alcance de las responsabilidades del comité y la forma de cumplirlas, incluyendo los requisitos sobre estructura, procesos y participación. La suficiencia de este reglamento deberá ser revisada anualmente por el comité.

ARTÍCULO 33.- COMITÉ DE GOBIERNO CORPORATIVO:

El Comité de Gobierno Corporativo está integrado por tres (3) miembros de la Junta Directiva, designados por ésta, al menos uno (1) de ellos será miembro independiente de la misma.

El Presidente de la Empresa, asistirá en calidad de invitado.

El Comité de Gobierno Corporativo tendrá un presidente y el secretario será el Secretario General de la Compañía, quien levantará actas, conforme a la Ley, en donde consten las decisiones del comité. Las decisiones dentro del comité se adoptarán por mayoría simple.

Los miembros de este comité pertenecientes a la Junta Directiva, recibirán honorarios por cada reunión del Comité de Gobierno Corporativo al que asistan, equivalentes al 75% de los honorarios vigentes para las reuniones de Junta Directiva.

El Comité de Gobierno Corporativo se reunirá cada vez que sus miembros lo consideren necesario por convocatoria del Presidente del comité y en todo caso al menos una vez por año.

Entre las principales funciones de este comité se resaltan:
1. Propender porque los accionistas y el mercado en general, tengan acceso de manera completa, veraz y oportuna a la información de la Sociedad que deba revelarse.
2. Informar acerca de las actividades desarrolladas por el Comité de Auditoría.
3. Revisar y evaluar anualmente la manera en que la Junta Directiva dio cumplimiento a sus deberes durante ese periodo.
4. Monitorear, si a ello hubiere lugar, las negociaciones realizadas por los miembros de la Junta Directiva con acciones emitidas por la Sociedad o por las Empresas del Grupo Energía de Bogotá.
5. Las demás acordes con la naturaleza del Comité o que le asigne la Junta Directiva.

Parágrafo: El Comité de Gobierno Corporativo dictará su propio reglamento que especificará el alcance de las responsabilidades del comité y la forma de cumplirlas,

incluyendo los requisitos sobre estructura, procesos y participación. La suficiencia de este reglamento deberá ser revisada anualmente por el comité.

ARTÍCULO 34.- PRESIDENTE:

La sociedad tiene un Presidente, su designación se hace por la Junta Directiva para un periodo de cuatro (4) años, pudiendo ser reelegido o removido libremente de su cargo.

El Presidente es el encargado de administrar la sociedad; ejecutar las directrices de la Junta Directiva; representar la Empresa judicial y extrajudicialmente; cumplir y hacer cumplir todas las operaciones, actos, contratos y negocios jurídicos, económicos y sociales en que se vea comprometida la misma.

El Presidente tiene tres suplentes designados también por la Junta Directiva.

ARTÍCULO 35.- FUNCIONES:

El Presidente de EEB tiene las siguientes funciones generales:

1. Administrar la sociedad y representarla judicial y extrajudicialmente.
2. Convocar la Junta Directiva y la Asamblea General de Accionistas de acuerdo con los estatutos y la Ley.
3. Ejecutar las determinaciones de la Asamblea General y de la Junta Directiva.
4. Constituir apoderados, impartirles orientaciones, fijarles honorarios, delegarles atribuciones.
5. Celebrar todos los contratos y negocios Jurídicos necesarios para el desarrollo del objeto social de la empresa.
6. Delegar total o parcialmente sus atribuciones y competencias en funcionarios subalternos, de conformidad con la autorización de la Junta Directiva y ajustándose a las cuantías estipuladas por ella.
7. Manejar el patrimonio de la empresa, sus bienes muebles e inmuebles, su infraestructura, créditos y débitos.
8. Ejercer todo tipo de acciones para preservar los derechos e intereses de la sociedad frente a los accionistas, las autoridades, los usuarios y los terceros.
9. Diseñar y ejecutar los planes de desarrollo, los planes de acción anual y los programas de inversión, mantenimiento y gastos de acuerdo con la Junta Directiva.
10. Dar cumplimiento a las estipulaciones de las Leyes 142 y 143 de 1994 sobre los programas de gestión.
11. Informar junto con la Junta Directiva a la Asamblea General de Accionistas sobre el desarrollo del objeto social y el cumplimiento de planes, metas y programas de la sociedad, rindiendo cuentas comprobadas de su gestión al final de cada ejercicio, al finalizar su encargo y cuando éstas se lo exijan.
12. Ejercer la facultad nominadora dentro de la empresa, diseñar la planta de personal, proponer la estructura salarial y administrar el personal.
13. Cumplir y hacer cumplir los estatutos, las leyes y convenios que vinculen la responsabilidad de la sociedad.
14. Diseñar de acuerdo con la Junta Directiva las políticas de prestación del servicio.
15. Informar a la Junta Directiva y a la Asamblea de Accionistas sobre todos los aspectos inherentes al desarrollo del objeto social que éstas consideren pertinentes o útiles.
16. Poner a disposición de los accionistas, con la antelación determinada en la Ley, el inventario, balance, cuentas, libros, papeles y documentos que de acuerdo con la Ley sean objeto de inspección por éstos, así como la memoria razonada sobre los

negocios sociales, el proyecto de distribución de utilidades debidamente aprobado por la Junta Directiva y las informaciones e indicadores para evaluar las metas y planes de acción y convenios de desempeño.

17. Ejercer los controles necesarios para que se ejecuten las orientaciones de la Asamblea de Accionistas, la Junta Directiva y sus propias determinaciones.
18. Establecer, dirigir y controlar el control interno de la empresa al tenor de los artículo 46 a 50 de la Ley 142 de 1994.
19. Presentar anualmente el presupuesto y los proyectos de financiación de la empresa a la Junta Directiva para su aprobación.
20. Designar el Secretario General de la empresa.
21. Las demás que corresponda a la naturaleza de su cargo y a las disposiciones de la Ley y el estatuto social.
22. Presentar a la Junta Directiva y velar por su permanente cumplimiento, las medidas específicas respecto del gobierno de la sociedad, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emitan, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión.
23. Asegurar el respeto de todos sus accionistas y demás inversionistas en valores, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de control del mercado de valores y presentar a la Asamblea General de Accionistas, con la Junta Directiva, el informe sobre el desarrollo del Código de Buen Gobierno.
24. Suministrar a los accionistas e inversionistas información oportuna, completa y veraz sobre sus estados financieros y sobre su comportamiento empresarial y administrativo, sin perjuicio de lo establecido por los artículos 23 y 48 de la Ley 222 de 1995.
25. Compilar en un código de buen gobierno, que se presentará a la Junta Directiva para su aprobación, todas las normas y sistemas exigidos en la Ley y mantenerlo permanentemente en las instalaciones a disposición de los inversionistas para ser consultado.
26. Anunciar, en un periódico de circulación nacional, la adopción de su respectivo código de buen gobierno y de cualquier enmienda, cambio o complementación del mismo, e indicar la forma en que podrá ser conocido por el público.
27. Adelantar las gestiones pertinentes para que la Empresa se conecte en línea con el depósito central de valores donde hayan sido depositados los valores que emita la Sociedad o convenir con dicho depósito que éste lleve el libro de registro de valores nominativos en su nombre.

ARTÍCULO 36.- RESPONSABILIDAD:

En su calidad de administrador de la sociedad y primer ejecutivo de la misma, le corresponde obrar y proceder de buena fe, con lealtad y con la diligencia y cuidados de un buen hombre de negocios.

Sus actuaciones se cumplen en interés de la sociedad, teniendo en cuenta los intereses y limitaciones de sus accionistas, empleados, clientes, proveedores y comunidad en general.

El Presidente tiene atribuciones para actuar y comprometer a la sociedad sin autorización expresa de ningún otro órgano social, hasta por la suma equivalente en moneda nacional, a setenta mil salarios mínimos legales mensuales (70.000 SMLMV).

ARTÍCULO 37.- REMUNERACIÓN:

De conformidad con los lineamientos y directrices de la Junta Directiva, la remuneración del Presidente está dada por dos componentes, uno fijo y otro

variable, éste último para compensar e incentivar hacia el logro de metas y compromisos y para evaluar su gestión, sin detrimento de los principios y valores consagrados en el código de buen gobierno.

ARTÍCULO 38.- VICEPRESIDENTES, DIRECTORES DE OFICINA Y SECRETARIO GENERAL

La sociedad tiene cuatro Vicepresidencias:

1. **Vicepresidencia de Transmisión:** Se encarga del negocio de transmisión de energía en concordancia con el marco sectorial y legal vigente.

2. **Vicepresidencia de Inversiones Estratégicas y Planeación Corporativa:** Encargada de realizar el seguimiento a las participaciones, negocios e inversiones de la sociedad, así como de la planeación estratégica de la Compañía.

3. **Vicepresidencia Financiera:** Encargada de los procesos de apoyo financiero.

4. **Vicepresidencia Administrativa:** Se encarga de la gestión y apoyo administrativo.
La sociedad tiene tres direcciones ubicadas en el staff de la Presidencia en cumplimiento de las funciones generales y específicas que determina su denominación: **1)** Dirección de Control Interno **2)** Dirección de Relaciones Externas y **3)** Dirección de Compras.
La sociedad tiene una Secretaría General ubicada en el staff de la Presidencia, encargada de la coordinación, protocolo empresarial, atención a los accionistas, apoyo a la dirección y administración de la misma. De la conservación, organización y preservación de los libros, documentos, registros y archivos demandados por la ley. Así mismo es la encargada de la dirección y atención de los asuntos jurídicos, contractuales y litigiosos.

ARTÍCULO 39.- COMITÉS:
En la sociedad existen varios comités, siendo los más relevantes los siguientes:

COMITÉ DE PRESIDENCIA

Este comité tiene la función de asesorar al Presidente en la adopción e implementación de políticas, directrices y decisiones relacionadas con la gestión administrativa, económica y financiera de los negocios de la Empresa.

En los procedimientos contractuales cuya cuantía supere el equivalente a quinientos (500 SMLMMV) salarios mínimos legales mensuales vigentes, y en aquellos que sean de competencia del Presidente, sin importar la cuantía, el comité tendrá a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta y la revisión de la calificación y evaluación de las mismas, así como la evaluación de las prorrogas y modificaciones de los contratos.

COMITÉ DE CONTRATACIÓN

Este comité tiene a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta, la calificación y evaluación de las prorrogas y modificaciones de los contratos en procedimientos contractuales cuya cuantía supere el equivalente a cien salarios mínimos legales mensuales vigentes (100 SMLMV) y en aquellos que sean de competencia del comité de Presidencia, sin importar la cuantía.

TITULO IV.
ADMINISTRACIÓN

CAPITULO I.
EJECUTIVOS Y EMPLEADOS

La sociedad realiza procesos de evaluación y verificación de resultados a sus ejecutivos y empleados en general basados en los objetivos organizacionales y compromisos individuales de gestión.

Adicionalmente la sociedad y todos sus procesos y procedimientos se realizan de acuerdo con el sistema de gestión de calidad y el sistema de control interno.

ARTÍCULO 40.- NOMBRAMIENTO DE EJECUTIVOS:

El Secretario General, los Vicepresidentes, y los Directores de Oficina, son ejecutivos seleccionados y evaluados, de conformidad con las directrices y políticas de la Presidencia de la Sociedad. En su proceso de selección, promoción y nombramiento se tienen en cuenta las características propias de la sociedad, del cargo a desempeñar, los requisitos profesionales generales y específicos del mismo, la experiencia laboral, remuneración e incentivos y las calidades personales de los candidatos, así como su sensibilidad social, aspiración personal y profesional.

ARTÍCULO 41.- CONDUCTA DE EMPLEADOS EN GENERAL:

EEB exige a todos sus empleados un comportamiento ético ejemplar basado en la convicción e identificación con los principios y valores que la identifican como sociedad respetuosa de los derechos humanos, colectivos, democráticos y del medio ambiente; el cumplimiento de la normatividad. EEB ha adoptado un Código de Ética.

ARTÍCULO 42.- SUMINISTRO DE INFORMACIÓN:

En ningún caso, los empleados divulgarán información o documentos que versen sobre secretos industriales, planes estratégicos o estudios de negocios potenciales.

ARTÍCULO 43.- PRÁCTICAS CONTABLES:

Los estados financieros son preparados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales son prescritos por disposiciones legales, principalmente por el régimen contable colombiano, decreto 2649 de 1993.

Así mismo se aplica el plan de contabilidad para los entes prestadores de servicios públicos y el sistema unificado de costos y gastos, los cuales fueron adoptados por la Superintendencia de Servicios Públicos mediante resolución 1416 de 1997, modificado por las resoluciones 4493 de 1999 y 4640 de 2000.

CAPITULO II.
DE LAS RELACIONES LABORALES

Las relaciones laborales de todos los empleados de la sociedad se rigen por el Código Sustantivo del Trabajo.

Como adherente a los diez principios del Pacto Global, en materia de estándares laborales EEB:
1. Permite la libertad y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.
2. No emplea menores de edad
3. No permite discriminación en el empleo y la ocupación

ARTÍCULO 44.- CRITERIOS DE REMUNERACIÓN:

La sociedad tiene establecido un sistema de remuneración que contempla dos componentes:

Componente fijo

Toda persona que ingrese a la empresa recibe un salario básico mensual, en las modalidades establecidas en la Ley.

Componente variable

Todo empleado al servicio de la sociedad tiene la posibilidad de acceder a una compensación adicional consistente en el pago de una cantidad anual, no constitutivo de salario, por el logro de resultados corporativos, individuales y de equipo de proyecto cotejado frente a los compromisos y metas previamente acordadas.

El sistema esta concebido para identificar el aporte de los colaboradores en el logro de los objetivos corporativos y en los del área a la cual están asignados, su compromiso con la Empresa, sus competencias y potencialidades de acuerdo con los valores corporativos y establecer políticas de recursos humanos basadas en el mérito de los individuos como parte de la organización.

Esta herramienta busca establecer, hacer seguimiento y evaluar el cumplimiento de las metas de gestión acordadas en los diferentes niveles de la organización y describen las actividades que darán los resultados esperados de desempeño, acordados con el jefe y el colaborador, que se proponen alcanzar durante el periodo evaluado y que debe reflejarse en la contribución individual a las metas corporativas.

El Comité de Presidencia es el responsable de implantar el proceso formal de evaluación de acuerdo a las políticas y procedimientos, analizar la evaluación final del desempeño y emitir recomendaciones cuando se requieran.

El Presidente es el responsable de fijar los criterios corporativos de evaluación, definir periódicamente la participación porcentual de los componentes de evaluación y definir los reconocimientos de desempeño.

ARTÍCULO 45.- CONVENCIÓN COLECTIVA:

La Convención Colectiva de Trabajo establece beneficios adicionales a los legalmente existentes para los colaboradores beneficiados de la Empresa, tales como: Auxilios para educación, otorgados a hijos de trabajadores y pensionados, trabajadores y cónyuges; Préstamo de vivienda a tasas preferenciales para adquirir, mejorar o liberar deudas hipotecarias; Beneficio de descuento al consumo de energía, consistente en un subsidio entre el 75% y el 85% del valor del consumo por concepto de energía en las casas de habitación de los trabajadores y pensionados; Obsequio Navideño a los hijos de los trabajadores; Centro Vacacional, ubicado en el municipio de Ricaurte – Cundinamarca, en donde se facilitan los servicios de alojamiento, alimentación y recreación a los trabajadores y pensionados, cónyuges, padres, suegros e hijos.

CAPITULO III.
CRITERIOS APLICABLES A LAS NEGOCIACIONES DE ACCIONES REALIZADAS POR LOS ADMINISTRADORES

ARTÍCULO 46.- ENAJENACIÓN O ADQUISICIÓN DE ACCIONES:

Los administradores de la sociedad no podrán ni por si ni por interpuesta persona, enajenar o adquirir acciones de la misma sociedad mientras estén en ejercicio de sus cargos, sino cuando se trate de operaciones ajenas a motivos de especulación y con autorización expresa de la Junta Directiva, otorgada con el voto favorable de las dos terceras partes de sus miembros, con exclusión, en el caso de miembros de Junta, del solicitante.

ARTÍCULO 47.- REPRESENTACIÓN DE ACCIONES DISTINTAS A LAS PROPIAS EN LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS:

Salvo en caso de representación legal, los administradores y los empleados de la sociedad no podrán representar en las reuniones de Asamblea de Accionistas, acciones distintas a las propias, mientras estén en ejercicio de sus cargos, ni suscribir los poderes que les confieran. Tampoco podrán votar los balances y las cuentas de fin de ejercicio, ni las de la liquidación.

CAPITULO IV.
DEL CONTROL
CONTROLES EXTERNOS

ARTÍCULO 48.- REVISORIA FISCAL:

La sociedad tiene una revisoría fiscal designada por la Asamblea de Accionistas.

Parágrafo 1: La Revisoría está sujeta a las incompatibilidades, inhabilidades, prohibiciones y responsabilidades determinadas por la Ley, las propias del ejercicio de la profesión contable y el presente código de buen gobierno.

Parágrafo 2: La Empresa no podrá elegir para ejercer el cargo de Revisor Fiscal a: 1. Quienes sean accionistas de la Empresa o socios de compañías en las que esta participe. 2. Quienes estén ligados por matrimonio o parentesco dentro del cuarto (4o.) grado de consanguinidad, primero (1o.) civil o segundo (2o) de afinidad, o sean consocios, en sociedades de responsabilidad limitada o asimiladas, con los administradores de la

sociedad. 3. Quienes desempeñen otro cargo en la sociedad o en compañías subordinadas a ésta. 4. Quienes se encontraren incursos en cualquier otro caso de inhabilidad o incompatibilidad legal. 5. Quienes hayan recibido ingresos de la Sociedad y/o de sus vinculados económicos que representen el veinticinco por ciento (25%) o mas de sus últimos ingresos anuales.

Parágrafo 3: La sociedad y/o sus vinculados económicos no podrán contratar con el revisor fiscal, servicios distintos a los de auditoría.

Parágrafo 4: La firma que ejerza la revisoría fiscal, debe rotar a las personas naturales que al interior de la Sociedad ejerzan dicha función con por lo menos una periodicidad de cinco (5) años, así mismo la persona natural que ha sido rotada solamente puede retomar la auditoría de la Sociedad luego de un periodo de dos (2) años. Esta misma disposición opera en el caso en que el revisor fiscal sea persona natural.

ARTÍCULO 49.- FUNCIONES:

La Revisoría Fiscal de EEB tiene las siguientes funciones generales:
1. Vigilar para que las operaciones sociales se ajusten a la Ley, al estatuto social, a las decisiones de la Asamblea de accionistas y de la Junta Directiva.
2. Informar a los órganos de administración societaria de las irregularidades que detecte en el funcionamiento de la sociedad.
3. Colaborar en el ejercicio de la inspección y vigilancia por parte de las autoridades, disponiendo la entrega de la información pertinente.
4. Remitir con antelación no menor a diez (10) días a la Asamblea de accionistas su informe sobre la gestión adelantada.
5. Presentar los informes a los órganos de control fiscal, conforme a la Ley 142 de 1994, artículo 27, numeral 4 y la ley 42 de 1993, artículo 24.
6. Velar por la correcta aplicación de los principios contables en la contabilidad de la empresa, por la conservación y redacción de las actas de reuniones de Asamblea de Accionistas y Junta Directiva, así como la conservación de libros, papeles y documentos de comercio.
7. Inspeccionar los bienes y el patrimonio social, proveer las instrucciones y medios para su conservación, seguridad y mantenimiento.
8. Autorizar, dictaminar y certificar los balances y estados financieros de la sociedad.
9. Convocar a la Asamblea General de Accionistas y a la Junta Directiva, cuando lo juzgue necesario.
10. Cumplir con los mandatos de Ley, ejercer las atribuciones determinadas en los Estatutos y desarrollar las acciones que le señale la Asamblea General de Accionistas, de conformidad con la Ley.
11. Velar por que la administración cumpla con los deberes específicos establecidos por los organismos de vigilancia, especialmente con los vinculados a los deberes de información y al código de buen gobierno.
12. Informar a los órganos de la sociedad, accionistas, inversionistas y autoridades los hallazgos relevantes encontrados, que a su juicio considere que deben conocer estos destinatarios.
13. Conocer de las quejas que se presenten por violación de los derechos de los accionistas e inversionistas y los resultados de dichas investigaciones, los cuales trasladará a la Junta Directiva y los hará conocer de la Asamblea de Accionistas.

ARTÍCULO 50.- REMUNERACIÓN:

La remuneración del revisor fiscal es fijada por la Asamblea General de Accionistas de acuerdo con las condiciones del mercado para este tipo de actividades.

ARTÍCULO 51.- SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS:

EEB está sujeta al control, la inspección y la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En desarrollo de sus funciones, a esta entidad de control le corresponde, entre otras, la de establecer los sistemas de información que deben organizar y mantener actualizadas las empresas de servicios públicos para que su presentación al público sea confiable y evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas.

ARTÍCULO 52.- CONTRALORÍA DE BOGOTÁ:

En atención a la composición accionaria de EEB, la Contraloría de Bogotá ejerce el control fiscal en los términos de ley.

La Contraloría Distrital produce, en relación con cada año fiscal, un Informe Integral de Auditoria.

La Empresa divulga este informe en su página Web y lo presentará al Comité de Auditoría y a la Junta Directiva para su análisis.

ARTÍCULO 53.- AUDITORIA EXTERNA DE GESTIÓN Y RESULTADOS

Por disposición de la Ley 142, la Empresa tiene la obligación de contratar y practicar anualmente una auditoría externa de gestión y resultados permanente, que incluye la evaluación sobre:

1. Arquitectura Organizacional
2. Gestión Comercial
3. Gestión Técnica
4. Evaluación del Sistema de Control Interno
5. Plan de Gestión y Resultados
6. Viabilidad Financiera
7. Dictamen sobre el nivel de riesgo de la Empresa
8. La Empresa divulga el Informe Anual de la Auditoría Externa de Gestión en la página Web.

ARTÍCULO 54.- AUDITORIAS ESPECIALIZADAS:

Un número de accionistas que representen por lo menos el quince por ciento (15%) de las acciones suscritas y un número de inversionistas que represente al menos el (25%) de los bonos en circulación, podrán solicitar al Presidente, la realización de auditorías especializadas, cuyo costo y responsabilidad estarán a cargo de los accionistas e inversionistas que solicitaron la auditoria.

La solicitud para realizar auditorías especializadas deberá ser formulada por escrito, indicando las razones que motivan su realización, los hechos y operaciones a auditar, el tiempo de duración, e indicar tres (3) firmas de reconocida reputación y trayectoria.

Cuando el porcentaje requerido para solicitar la auditoria especializada, lo conformen un numero plural de accionistas, en su solicitud, deberán designar un representante, con quien se surtirá todo el trámite.

En el término de diez (10) hábiles el Presidente deberá dar respuesta a la solicitud, indicando de las firmas presentadas, la seleccionada para llevar a cabo la auditoria y la fecha de iniciación de la misma.

La negativa del Presidente a la realización de la auditoria especializada, deberá expresar los motivos de su decisión. Esta decisión, podrá ser puesta a consideración de la Junta Directiva, a petición escrita del interesado.

En caso de que se realice la auditoria especializada, los resultados de la misma deberán darse a conocer en primera instancia al Presidente, quien dispone de diez (10) días hábiles para pronunciarse. Estos resultados y el pronunciamiento del Presidente se harán conocer a la Junta Directiva y dentro de los quince (15) días siguientes, al grupo de accionistas o inversionistas que solicitaron la auditoria especial.

En caso de existir la posibilidad de transgresiones a las normas legales, la Junta Directiva y/o el Presidente darán traslado a las entidades de control y vigilancia, judiciales e investigativas correspondientes.

CONTROLES INTERNOS:

ARTÍCULO 55.- CONTROL INTERNO:

El Control Interno en la Empresa de Energía de Bogotá es un proceso efectuado por la Junta Directiva, el Comité de Auditoría, la Presidencia, el Comité de Presidencia y en general, por todo el personal en la Empresa, el cual consta de políticas y procedimientos, diseñados y operados para proveer seguridad razonable sobre la administración y seguimiento a los riesgos empresariales; así mismo, poder asegurar la confiabilidad de la información financiera de la compañía, el cumplimiento de las regulaciones que apliquen, garantizar la salvaguarda de los activos y en general apoyar a la Empresa en la consecución de
sus objetivos misionales.

Para el cumplimiento de estos propósitos se ha implantado el modelo COSO, el cual se desarrolla en 5 fases, a saber:

FASE 1 - AMBIENTE DE CONTROL

El Ambiente de Control esta compuesto por la integridad, los valores éticos y las competencias del personal que labora en la Empresa; así mismo, por la manera como se delega y controla la autoridad y la responsabilidad por parte de la alta gerencia.

Se cuenta con un adecuado y fuerte proceso de planeación estratégica, que incluye objetivos desde las perspectivas de accionistas, mercado, talento humano, desempeño de la gestión organizacional y de la responsabilidad social empresarial.

Igualmente, en la Empresa existe una Visión acorde con el direccionamiento estratégico y se han identificado los principales valores corporativos, los cuales se han interiorizado en toda la organización y existe un programa de evaluación de la Gestión del Desempeño y Desarrollo del Talento Humano.

FASE 2 - ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

Los riesgos que amenazan el logro de los objetivos estratégicos del negocio han sido identificados, analizados y valorados con el fin de administrarlos; esta administración abarca todas las medidas y métodos para influenciar los riesgos a través de la reducción de la probabilidad de impacto, basándose en estrategias frente a los riesgos que se presenten, que involucran actividades como evitar el riesgo, reducir la probabilidad de ocurrencia, minimizar la severidad del impacto, transferir a un tercero la responsabilidad o, aceptar el riesgo.

La responsabilidad inicial de la administración de los riesgos en la Empresa, recae en las diferentes áreas de la compañía, como parte integral del desarrollo de sus actividades de negocio, bajo un criterio de autocontrol, sin limitarse únicamente a los riesgos financieros.

Este proceso de Administración de Riesgos está documentado e implementado dentro del Sistema de Gestión de Calidad, e incluye pasos como identificación de riesgos potenciales, evaluación o valoración de su criticidad, en función de la probabilidad de ocurrencia y magnitud de impacto, toma de acciones o medidas para reducir su criticidad y monitoreo y reporte del estatus de los riesgos clave sobre una base regular de tiempo.

Por otra parte, y enmarcado dentro de estas políticas, la Empresa cuenta con un Plan de Contingencias para la Atención de Emergencias tanto en las subestaciones como en las líneas de transmisión ante situaciones derivadas de atentados terroristas, a fin de restablecer el servicio de transporte de energía y la operación confiable y segura del sistema en el menor tiempo posible.
Adicionalmente, es de resaltar que la Empresa contrata con reconocidas empresas aseguradoras nacionales e internacionales, las pólizas de seguros que amparan sus principales activos.

Asimismo, en virtud de la resolución Creg 72 de 2002, el Auditor Externo de Gestión y Resultados emite, anualmente, un concepto general sobre el nivel de riesgo de la Empresa. Según este informe, el nivel de riesgo de la Empresa es A (bajo nivel de riesgo).

Finalmente, la Empresa cuenta con calificación AAA para la deuda corporativa, emitida por la firma Duff & Phelps de Colombia S.A.

FASE 3 – ACTIVIDADES DE CONTROL

Entre las políticas, procedimientos y actividades que brindan una seguridad razonable sobre el cumplimiento de las directivas gerenciales dictadas por la organización se encuentran las Políticas de Calidad, de Dividendos, Ambiental, de Inversiones, de Capacitación, Informáticas, los Procedimientos y las Auditorías del Sistema de Calidad, las Recomendaciones de los Comités de Presidencia, de Contratación, de Inversiones, el Informe de Contratación Mensual, las Auditorías de Control Interno, y por último y de gran relevancia en esta fase, el Sistema Integrado de Medición de Gestión – Simeg, cuyos resultados son revisados mensualmente en el Comité de Presidencia.

FASE 4 – INFORMACION Y COMUNICACION

La Empresa posee sistemas de información adecuados que le permiten obtener reportes documentales de las actividades operacionales y financieras, a través de los cuales realiza seguimiento y control de la cada una de las unidades de negocio; así mismo, posee un alto grado de oportunidad en el procesamiento de la información, con mecanismos adecuados para controlar la captura, procesamiento y reporte de esta información a los niveles gerenciales y a entidades de control y supervisión, como la Contaduría General de la Nación y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Dentro de los diferentes aplicativos con que cuenta la Empresa, se destacan SAP R3, Sinergy (Sistema de Información de Nómina) y Porfin (administración de Portafolios de Inversiones). Estos sistemas de información cuentan con todos los requerimientos de Seguridad y Control necesarios para las aplicaciones informáticas.

FASE 5 - RETROALIMENTACIÓN

Comprende las actividades de supervisión, seguimiento y acompañamiento al Sistema de Control Interno en el curso de las operaciones propias de la compañía, permitiendo a la Empresa obtener retroalimentación y evaluación continua sobre el funcionamiento del Sistema.

Las instancias que evalúan y retroalimentan el Sistema de Control Interno, facilitando su actualización y constante monitoreo, son el Comité de Auditoría, la Auditoría Externa de Gestión y Resultados, la Contraloría de Bogotá y como parte de sus funciones, la Oficina de Control Interno.

TITULO V.
DE LOS ACCIONISTAS

CAPITULO I.
DERECHOS Y DEBERES DE LOS ACCIONISTAS

ARTÍCULO 56.- CALIDAD DE ACCIONISTA:

La sociedad reconocerá como accionista a quien aparezca debidamente inscrito en su respectivo Libro de Registro de Accionistas, con el número de acciones registradas, las condiciones y actualizaciones anotadas. La sociedad podrá delegar la teneduría del libro de registro de accionistas en un depósito centralizado de valores, quien se encargará de administrarlo y realizar todos los registros pertinentes, entre otros, su negociación, gravamen y litigios y actuaciones administrativas. Cuando las acciones sean desmaterializadas, bastará con la anotación en cuenta y el registro en el libro de registro de acciones para que el nuevo titular ejerza sus derechos, los cuales acreditará mediante certificación expedida por el depósito centralizado de valores.

ARTÍCULO 57.- MATERIALIZACION DE LA INVERSIÓN:

La sociedad expedirá un macrotítulo que se mantendrá en custodia por un depósito centralizado de valores, determinando claramente la clase a la cual pertenecen, los derechos inherentes a cada una de ellas y las limitaciones de negociabilidad,

conformando series numeradas y continuas suscritas por el representante legal y el secretario general de la sociedad. El contenido y las características de los títulos se sujetarán a las disposiciones legales vigentes. Los accionistas podrán solicitar un certificado a través de su depositante directo, que los legitime para el ejercicio de los derechos inherentes a su calidad.

ARTÍCULO 58.- DERECHO DE PARTICIPACIÓN:

Todo accionista tendrá derecho a ser citado y a participar activamente, por si mismo o a través de un representante debidamente autorizado, en las deliberaciones y toma de decisiones en las reuniones ordinarias y extraordinarias de Asamblea General de Accionistas.

ARTÍCULO 59.- DERECHO A CONVOCAR A LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS:

Un número de accionistas que represente por lo menos una cuarta parte de las acciones suscritas de la sociedad tendrá derecho a solicitar al Presidente, a la Junta Directiva o al revisor fiscal que se convoque a reuniones extraordinarias de la Asamblea de Accionistas, si la consideran necesaria para garantizar sus derechos.

ARTÍCULO 60.- DERECHO AL TRATO EQUITATIVO:

Todos los accionistas sin importar el tipo de acción, tienen derecho a ser tratados de forma equitativa, respetuosa y prioritaria. La sociedad dará el mismo trato en cuanto a petición, reclamación e información, a sus inversionistas y accionistas, independientemente del valor de sus inversiones o del número de acciones que represente.

ARTÍCULO 61.- DERECHO DE INSPECCIÓN:

Todos los accionistas tienen derecho a revisar e inspeccionar libremente los libros, documentos y papeles de la sociedad en los términos establecidos en la ley, los estatutos y el presente código de buen gobierno. El balance y los libros estarán disponibles en las oficinas de la Secretaría General con una antelación mínima de quince (15) días hábiles al señalado para la reunión de la Asamblea, así como en la página Web de la Empresa.

ARTÍCULO 62.- UTILIDADES:

Todos los accionistas tienen derecho a percibir los dividendos que decrete la Asamblea General de Accionistas

ARTÍCULO 63.- DERECHO DE NEGOCIACIÓN:

Todos los accionistas tienen derecho a negociar libremente sus acciones, sin sujeción al derecho de preferencia.

ARTÍCULO 64.- DERECHO DE RETIRO:

Los accionistas disidentes y ausentes, en los casos en que la ley establece, tienen derecho al retiro, cuando las decisiones de la asamblea impliquen una desmejora patrimonial de sus derechos

ARTÍCULO 65.- OBLIGACIONES DE LOS ACCIONISTAS:

Los accionistas tendrán la obligación de actuar con lealtad con la sociedad y deberán abstenerse de participar en actos o conductas respecto de los cuales exista conflicto de intereses. Igualmente se abstendrán de revelar a terceros la información de la sociedad o relativa a ella, que hayan conocido en el ejercicio de sus derechos, así como de utilizarla para obtener provecho propio o ajeno, distinto al derivado de la ejecución legitima de los derechos inherentes a su calidad de accionista.

ARTÍCULO 66.- ATENCIÓN A LOS ACCIONISTAS:

EEB atenderá las necesidades y los requerimientos que le formulen los accionistas e inversionistas que tengan relación con la propiedad, gravámenes o demás asuntos propios de las acciones y demás valores, a través del correo electrónico accionistaseinversionistas@eeb.com.co. Esta función estará a cargo de la Secretaría General de la Empresa.

ARTÍCULO 67.- CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO:

Corresponde a la Junta Directiva así como al Presidente de EEB, velar por el cumplimiento del Código de Buen Gobierno.

Los accionistas podrán reclamar el cumplimiento efectivo del Código de Buen Gobierno a la Junta Directiva o al Comité de Auditoria, presentando peticiones por escrito, debidamente sustentadas.

ARTÍCULO 68.- SOLUCIÓN DE CONFLICTOS:

68.1. ARBITRAMENTO: Todas las diferencias que ocurran entre los accionistas o entre éstos y la sociedad, durante la existencia de la misma o en período de liquidación, serán sometidas a solución por el procedimiento arbitral a un tribunal conformado por tres (3) árbitros designados por las partes de común acuerdo o en su defecto por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, que deberá fallar en derecho.

El tribunal se sujetará a las disposiciones que regulen la materia. Las decisiones de los árbitros serán objeto del recurso de anulación del laudo y/o del recurso extraordinario de revisión, en los casos y por los procedimientos previstos en la Ley.

68.2. MECANISMO DE PROTECCIÓN DE LOS ACCIONISTAS MINORITARIOS: De conformidad con lo dispuesto en los artículos 141 y 142 de la Ley 446 de 1998, y mientras la EEB tenga la calidad de Emisor de Valores, cualquier número de accionistas que represente una cantidad de acciones no superior al 10% de las acciones en circulación y que no tenga representación dentro de la administración de una sociedad, podrá acudir ante la Superintendencia Financiera cuando considere que sus derechos hayan sido lesionados directa o indirectamente por las decisiones de la Asamblea General de Accionistas o de la Junta Directiva o representantes legales de la sociedad. La Superintendencia Financiera podrá adoptar las medidas que tiendan a evitar la violación de los derechos y el restablecimiento del equilibrio y el principio de igualdad de trato entre las relaciones de los accionistas.

TITULO VI.
DE LAS RELACIONES CONTRACTUALES

Todos los contratos que celebre EEB en desarrollo de su objeto social y en calidad de contratante se regirán por las normas del Estatuto de Contratación de EEB.

Se exceptúan de las disposiciones del Estatuto los contratos que deban someterse a disposiciones legales especiales, tales como los contratos de trabajo, de empréstito, de servicios públicos domiciliarios y los que se ejecuten con cargo a los recursos de caja menor.

El Estatuto de Contratación está orientado por los principios de responsabilidad y economía, que imponen a los administradores la obligación de actuar con autonomía y eficacia en la búsqueda del mejor desarrollo de su objeto social.

La Sociedad precisará en sus relaciones jurídicas mercantiles las formas de solución extrajudicial de conflictos previstos en la Ley.

ARTÍCULO 69.- COMPETENCIA Y DELEGACIÓN PARA CONTRATAR:

La competencia para contratar radica en el Presidente, sin perjuicio de que pueda delegar esta facultad con sujeción a los parámetros señalados por la Junta Directiva.

La delegación para contratar deberá ser expresa y recaerá en cualquiera de los empleados de la Empresa del nivel directivo, ejecutivo o sus equivalentes. No obstante, el Presidente podrá reasumir su competencia en cualquier tiempo. La delegación se someterá a lo dispuesto en las Decisiones de Presidencia en lo que le sean compatibles y podrá comprender la adjudicación, suscripción y demás actuaciones relacionadas con la ejecución de los contratos.

El Presidente tiene atribuciones para actuar y comprometer a la sociedad sin autorización expresa de ningún otro órgano social, hasta por la suma equivalente en moneda nacional, a setenta mil salarios mínimos legales mensuales (70.000 SMLMV).

ARTÍCULO 70.- CLASES DE CONTRATACIÓN:

La contratación de EEB se desarrollará bajo las siguientes modalidades:

CONTRATOS DE TRAMITACIÓN ORDINARIA.

Son aquellos contratos que se celebran en desarrollo de las funciones de la respectiva dependencia, incluyendo los que se suscriban en consideración a las calidades de la persona, cuando no exista o sólo haya un representante del bien o servicio en el país, o cuando se celebren con organizaciones comunitarias;

CONTRATOS DE TRAMITACIÓN EXTRAORDINARIA.

Son aquellos que se generan cuando la urgencia así lo amerite, es decir, en aquellos eventos en los que la necesidad del bien o servicio sea inmediata y no permita adelantar

el trámite ordinario. En todo caso, los contratos deberán sujetarse a las condiciones de mercado.

ARTÍCULO 71.- REGISTRO DE PROVEEDORES DE BIENES Y/O SERVICIOS:

EEB, para garantizar la transparencia en la contratación, cuenta con un Registro de Proveedores de Bienes y Servicios que contiene la información de todos los proveedores de bienes y/o servicios que pretendan presentar ofertas en desarrollo de un proceso de contratación que adelante EEB, el cual deberá ser actualizado y estar ajustado al Sistema de Calidad de la compañía.

ARTÍCULO 72.- INHABILIDADES E IMPEDIMENTOS:

Todo oferente, al momento de presentar oferta, deberá pronunciarse expresamente sobre sus relaciones comerciales o de parentesco con quienes ostentan la calidad de directivos, administradores o ejecutivos, revisor fiscal o empleados de EEB así como sobre los incumplimientos o sanciones que le hayan sido impuestas o declaradas judicialmente con ocasión de su actividad contractual en los últimos tres años.

En ningún caso, EEB puede suscribir contratos que impliquen acto de competencia o conflicto de intereses, ni celebrarse con personas que sean cónyuges, compañeros permanentes o parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil de cualquiera de los directivos o administradores de EEB, ni con personas jurídicas en las que alguno de sus socios se encuentren en las condiciones referidas, salvo cuando se trate de sociedades anónimas abiertas.

Si en desarrollo del contrato al proveedor le sobreviene alguna de las inhabilidades referidas, deberá renunciar a los derechos surgidos o ceder el contrato al proveedor que expresamente autorice EEB.

ARTÍCULO 73.- MODALIDADES DE SELECCIÓN DE PROVEEDORES:

En el estatuto de contratación de EEB están contempladas dos modalidades de selección de los proveedores, esto es, la Solicitud Privada o la Solicitud Pública de Ofertas, excepto cuando se trate de contratos de tramitación extraordinaria. De manera específica se establece que:

SOLICITUD PRIVADA DE OFERTAS.

Todo proceso de contratación que adelante la sociedad, se realizará bajo la modalidad de Solicitud Privada de Ofertas, salvo cuando por razones de cuantía o decisión del Comité de Presidencia deba formularse Solicitud Pública de Ofertas.

En el evento en que la cuantía estimada del contrato exceda del equivalente a cien (100) salarios mínimos legales mensuales, se solicitará un mínimo de tres (3) ofertas escritas que también podrán ser presentadas por fax o correo electrónico.

Se prescindirá de este requisito cuando el contrato se celebre con organizaciones comunitarias, en consideración a las calidades de la persona natural o jurídica, o cuando no exista o sólo haya un representante del bien o servicio en el país.

SOLICITUD PÚBLICA DE OFERTAS.

Se adelantará proceso de contratación bajo la modalidad de Solicitud Pública de Ofertas cuando el contrato a celebrar exceda el equivalente a dos mil (2.000 SMLMV) salarios mínimos legales mensuales o por decisión del Comité de Presidencia, fundada en criterios como la especificidad técnica del bien o servicio o el número de oferentes inscritos en el Registro de Proveedores de la Empresa que no garantice la selección objetiva. Para la convocatoria se publicará al menos un aviso en un periódico de amplia circulación.

El término que se fije para la presentación de las ofertas deberá ser suficiente para permitir el trámite de inscripción de proponentes en el Registro de Proveedores de la Sociedad.

ARTÍCULO 74.- VERIFICACIÓN Y PUBLICIDAD DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.

Los comités de Presidencia y de Contratación, según la cuantía del proceso contractual que se esté desarrollando, verificarán que éste incluya las especificaciones técnicas definidas en la justificación o en los estudios previos y las propias del contrato a celebrar.

Así mismo, recomendarán la adjudicación del contrato, previa calificación de las propuestas, las cuales tendrán en cuenta factores como el precio, la calidad y garantía, el plazo, el cumplimiento en contratos anteriores, el servicio y representación, y la responsabilidad social corporativa del proveedor, entre otros criterios.

EEB garantiza la transparencia y publicidad de todo su proceso contractual. Los contratos que se celebren bajo la modalidad de solicitud pública de ofertas serán publicados desde la apertura del proceso contractual, en la página Web de la compañía: www.eeb.com.co.

TITULO VII.
CONFLICTOS DE INTERESES

ARTÍCULO 75.- DEFINICIÓN:

Los directivos, administradores y empleados de la Sociedad se encuentran en una situación de conflicto de interés, cuando deban tomar una decisión, o realizar u omitir una acción, en razón de sus funciones y se encuentren en la posibilidad de escoger entre el interés de La Sociedad, cliente, usuario o proveedor de la situación presentada, y su interés propio o el de un tercero, de manera que de optar por cualquiera de estos dos últimos, obtendría un indebido beneficio pecuniario y/o extra-económico que de otra forma no recibiría, desconociendo así un deber legal, contractual, estatutario o ético.

ARTÍCULO 76.- RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS:

Los directivos, administradores y empleados de la Sociedad deberán actuar con la diligencia y lealtad debida, comunicando las situaciones donde existan conflictos de intereses, observando el deber de confidencialidad y utilizar razonablemente los activos sociales, para los fines y servicios destinados.

Todas las actividades de la empresa se rigen por los valores y principios enunciados en el presente Código, las normas de la ética comercial y de la buena fe mercantil, del respeto

a las leyes y a las costumbres comerciales, enfocadas al cumplimiento del objeto social, con énfasis y prioridad en el bien común y el servicio a la comunidad.

Cuando se enfrente un conflicto de interés, o se tenga duda sobre la existencia del mismo, se debe cumplir con el siguiente procedimiento:

1. Informar por escrito del conflicto a su superior jerárquico, con detalles sobre su situación en él, quien designará al empleado que deba continuar con el respectivo proceso.
2. Abstenerse de intervenir directa o indirectamente, en las actividades y decisiones que tengan relación con las determinaciones sociales referentes al conflicto, o cesar toda actuación cuando tenga conocimiento de la situación de conflicto de interés.
Los miembros de Junta Directiva darán a conocer a la Junta Directiva la situación de conflicto de interés. La duda respecto de la configuración de actos que impliquen conflictos de interés, no exime al miembro de Junta Directiva de la obligación de abstenerse de participar en las actividades respectivas.

TITULO VIII.
DE LA INFORMACIÓN

CAPITULO I
SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

ARTÍCULO 77.- DE LOS DOCUMENTOS QUE SE PRESENTAN A LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS:

La Junta Directiva y el Representante Legal presentarán a la Asamblea General de Accionistas, para su aprobación o improbación, el balance de cada ejercicio acompañado de los siguientes documentos:
1. El detalle completo de la cuenta de Pérdidas y Ganancias del correspondiente ejercicio social, con especificación de las apropiaciones hechas por depreciación de activos fijos y de amortización de intangibles.
2. Un proyecto de distribución de utilidades repartibles con la deducción de la suma calculada para el pago del impuesto sobre la renta y sus complementarios por el correspondiente ejercicio gravable.
3. El informe de la Junta Directiva y del Presidente sobre la situación económica y financiera de la sociedad que contendrá además de los datos contables y estadísticos pertinentes, los que a continuación se enumeran:

3.1. Informe detallado de los egresos por concepto de salarios, honorarios, viáticos, gastos de representación, bonificaciones, prestaciones en dinero y en especie, erogaciones por concepto de transportes y cualquiera otra clase de remuneraciones que hubiere percibido cada uno de los directivos de la sociedad.

3.2 Las erogaciones por los mismos conceptos indicados en el literal anterior, que se hubieren hecho a favor de asesores o gestores, vinculados o no a la sociedad mediante contrato de trabajo, cuando la principal función que realicen consista en tramitar asuntos ante entidades públicas o privadas, o aconsejar o preparar estudios para adelantar tales tramitaciones.

3.3 Las transferencias de dinero y demás bienes, a título gratuito o a cualquier otro que pueda asimilarse a éste, efectuadas a favor de personas naturales o jurídicas.

3.4 Los gastos de propaganda y de relaciones públicas, discriminados unos y otros.

3.5 Los dineros u otros bienes que la sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera, y las inversiones discriminadas de la compañía en otras sociedades, nacionales o extranjeras.
3.6 El informe de gestión del Representante Legal, en los términos de la Ley 603 de 2000. Adicionalmente deberá incluir la calificación de riesgos de la sociedad.
4. El informe escrito del revisor fiscal.
5. El Informe sobre el Gobierno Corporativo.
6. El Informe de Responsabilidad Social.

ARTÍCULO 78.- ESTANDARES DE INFORMACIÓN:

Ha sido política de la Empresa, suministrar al mercado información, en su debida oportunidad, sobre resultados de sus actividades comerciales, proyectos de ampliación, investigación y desarrollo.

Toda persona vinculada a la empresa, deberá tener especial cautela en el manejo de la información catalogada como reservada, sobre todo en aquellos asuntos que tengan relación con su ventaja competitiva, su estrategia corporativa, su competencia, precios y campaña.

Todas las personas vinculadas a la Empresa están obligadas a utilizar la información a la cual tengan acceso en virtud de sus funciones, o relación contractual exclusivamente para el ejercicio de las mismas, haciendo plena observancia del procedimiento establecido para la revelación de información a terceros. Según la información se clasifica así:
1. Información General: Aquella que es de uso general, no clasificada como reservada.
2. Información Reservada: Material que le compete exclusivamente a miembros de la Junta Directiva, Presidente, Secretario General, Vicepresidentes y Jefes de Oficina. Entre ellos se entiende las comunicaciones que contempla riesgo alguno para la Empresa o involucran estrategias de competitividad.

OBLIGACIÓN Y SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.

Con excepción de la información confidencial o de aquella que ponga en riesgo los negocios de la compañía o afecte derechos de terceros, la Empresa suministrará en su página Web información general, actualizada y elaborada con arreglo a los principios, criterios y prácticas profesionales con los que se elaboran los Estados Financieros y gozan de la misma fiabilidad de estos. Así mismo se informará sobre los siguientes aspectos:
1. El Estado Financiero y contable.
2. Los flujos de caja proyectados
3. Las operaciones sobre las acciones y otros valores propios que superen el cinco por ciento (5%) del capital accionario o de los valores en circulación.
4. La política aplicada para la administración de inversiones.
5. Las garantías que haya constituido en su propio beneficio o de terceros, su clase, estado y el valor del mercado de las mismas, en las condiciones establecidas en las notas de los estados financieros.
6. Las oportunidades y los problemas que corresponden a la evolución de su actividad.
7. Lo relacionado con su organización y con el desarrollo de la misma en los términos contenidos en el informe de gestión anual.
8. Su entorno competitivo.
9. Los proyectos empresariales.

10. Los riesgos por contingencias ambientales, tributarias, laborales, civiles y comerciales, que tengan materialidad por su naturaleza o monto.
11. Información relevante sobre el manejo de los riesgos.
12. El nivel de endeudamiento financiero y los principales acreedores.
13. La estructura, el funcionamiento, los mecanismos de recolección, suministro de su información y procedimientos empleados por el Área de Control Interno, así como los hallazgos materiales resultantes de su actividad.
14. Las auditorías externas que se efectúan en la Empresa, su frecuencia, metodología y resultados.
15. Las condiciones profesionales de los miembros de la Junta Directiva, administradores y órganos de control interno.
16. Los informes del Revisor Fiscal sobre hallazgos relevantes, de tal manera que permita conocer su calificación y experiencia, con relación a la capacidad de gestión de los asuntos que les corresponde atender.
17. Las clases y cantidad de acciones emitidas por la Sociedad y la cantidad de acciones en reserva por cada clase de acciones.
18. La política aplicable a la remuneración y a cualquier beneficio económico que se conceda a favor de los miembros de la Junta Directiva, el Revisor Fiscal, los Auditores Externos y las Auditorías Especializadas.

Parágrafo 1: Cuando a juicio de la Sociedad la respuesta a un inversionista pueda colocarlo en ventaja, debe otorgarse acceso inmediato a la misma a los demás inversionistas a través de la página Web que para el efecto disponga la Empresa

MEDIOS DE INFORMACIÓN.
La información indicada anteriormente, será publicada permanentemente en la página Web que para el efecto disponga la Empresa y estará disponible al público en general.

ARTÍCULO 79.- INFORMACIÓN A SUMINISTRAR AL REGISTRO NACIONAL DE VALORES E INTERMEDIARIOS:

La sociedad cumple con los deberes de envío de información y actualización de la misma al Registro Nacional de Emisores y Valores de la Superintendencia Financiera.

ARTÍCULO 80.- PUBLICIDAD DE LOS ESTADOS FINANCIEROS: Dentro del mes siguiente a la cual sean aprobados, se depositará copia de los estados financieros de propósito general, junto con sus notas y el dictamen correspondiente, en la Cámara de Comercio del domicilio de la sociedad. Esta expedirá copia de dichos documentos a quienes lo soliciten y paguen los costos correspondientes.

La Cámara de Comercio deberá conservar, por cualquier medio y por el término de cinco años los estados financieros suministrados.

TITULO IX.
POLÍTICA DE RECOMPRA DE ACCIONES, RELACIONES ECONÓMICAS ENTRE LA EMPRESA, SUS CONTROLANTES, SUS DIRECTORES Y ADMINISTRADORES

ARTÍCULO 81.- POLÍTICA DE RECOMPRA DE ACCIONES:

Corresponde a la Asamblea General de Accionistas, ordenar la readquisición de acciones propias empleando fondos tomados de las utilidades líquidas, siempre que las acciones a

comprar se encuentren totalmente liberadas en la forma que lo establece la Ley comercial. Las acciones readquiridas por la Empresa no cuentan para determinar mayorías, ni confieren derecho a participar y votar en la Asamblea General de Accionistas, ni de recibir ningún tipo de beneficio económico. El destino de las acciones readquiridas se decidirá de acuerdo con lo establecido en la ley comercial.

ARTÍCULO 82.- DE LAS RELACIONES ECONÓMICAS ENTRE LA EMPRESA, SUS CONTROLANTES, SUS DIRECTORES Y ADMINISTRADORES:

La Junta Directiva deliberará y decidirá sobre las operaciones, convenios o contratos con su matriz o sociedades subordinadas de su matriz, así como con sociedades matrices, subordinadas o filiales de las personas anteriormente mencionadas para la adquisición de bienes y servicios, en el entendido de que cualquiera de dichas adquisiciones u operaciones se realizarán bajo los términos y condiciones y con los costos que LA EMPRESA usualmente realice con terceros no relacionados, es decir, en condiciones de mercado.

Las relaciones económicas y comerciales entre la Empresa y sus accionistas, directores, administradoras, o sus parientes dentro del cuarto grado de consaguinidad o segundo de afinidad, se manejarán dentro de los postulados del presente Código y la Ley.
Ningún empleado participará en contratos o negociaciones, cuando se encuentre incurso en conflicto de interés o tengan interés sus parientes hasta el cuarto grado de consaguinidad, segundo de afinidad y primero civil.

El empleado tan pronto tenga conocimiento del conflicto de intereses, lo comunicará inmediatamente a su superior jerárquico para que éste designe al empleado que continuará con el proceso.

Los empleados que contraten o negocien con la Empresa por obligación legal o lo hagan para usar bienes o servicios que la Empresa presta en condiciones comunes a quienes lo soliciten, no se encuentran incursos en conflicto de interés.

Los Directores tienen el deber de informar a la Junta Directiva las relaciones, directas o indirectas, que mantengan entre ellos, o con la Sociedad, o con proveedores, o con clientes o con cualquier otro grupo de interés de las que pudieran derivarse situaciones de conflicto de interés o influir en la dirección de su opinión o voto.

TITULO X.
PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO

La EEB cuenta con un Manual para la Prevención de Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo – SIPLA adoptado por decisión de la Junta Directiva

ARTÍCULO 83. – POLÍTICAS GENERALES:

- Es Obligación de los funcionarios de EEB tener un comportamiento recto, ético y diligente en el cumplimiento de las normas sobre prevención y control de lavado de activos y financiación del terrorismo que la ley, las entidades de control y la compañía han dispuesto.
- El Manual SIPLA es de obligatorio cumplimiento y debe ser de pleno conocimiento por parte de todos los funcionarios de la compañía

- Es política de la EEB dar efectivo apoyo y colaboración a las autoridades a fin de proporcionarles de acuerdo con lo exigido por la ley, la información que soliciten con el fin de dar desarrollo a sus indagaciones.
- Todos los funcionarios deben anteponer el cumplimiento de las normas en materia de prevención de riesgo de lavado de activos y financiación del terrorismo al logro de las metas comerciales.
- Todo funcionario que identifique y considere que una operación puede catalogarse como inusual, debe informarlo de manera inmediata al superior jerárquico quien de inmediato informará al oficial de cumplimiento.
- Todos los funcionarios de EEB se obligan a seguir las políticas internas y a adoptar comportamientos que revelen el estricto cumplimiento de la ley y en especial aquellas que hacen referencia al lavado de activos y financiación del terrorismo..

ARTÍCULO 84. – FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES EN SIPLA:

Además de las obligaciones a cargo de todos los funcionarios de EEB, son responsables del cumplimiento e implementación del Manual SIPLA el Representante Legal, la Junta Directiva, el Oficial de Cumplimiento, la Revisoría Fiscal, la Vicepresidencia Financiera y la Secretaría General según las funciones que se detallan a continuación:

JUNTA DIRECTIVA:

1. Señalar las políticas para la prevención y control de lavado de activos y de la financiación del terrorismo;
2. Aprobar el manual SIPLA, así como las actualizaciones;
3. Aprobar los mecanismos e instrumentos que compongan el SIPLA de la entidad;
4. Designar al oficial de cumplimiento
5. Pronunciarse respecto de cada uno de los puntos que contengan los informes que presente el oficial de cumplimiento, dejando expresa constancia en la respectiva acta;
6. Pronunciarse sobre los informes presentados por el revisor fiscal y hacer seguimiento a las observaciones o recomendaciones adoptadas, dejando expresa constancia en la respectiva acta;
7. Ordenar los recursos técnicos y humanos necesarios para implementar y mantener en funcionamiento el SIPLA

REPRESENTANTE LEGAL

1. Verificar que los procedimientos establecidos, desarrollen todas las políticas establecidas por la Junta Directiva u órgano que hace sus veces;
2. Proveer los recursos técnicos y humanos necesarios para implementar y mantener en funcionamiento el SIPLA;
3. Someter a aprobación de la Junta Directiva u órgano que haga sus veces, en coordinación con el oficial de cumplimiento, el manual de procedimientos del SIPLA y sus actualizaciones;
4. Prestar efectivo, eficiente y oportuno apoyo al oficial de cumplimiento

OFICIAL DE CUMPLIMIENTO: Funciones ejercidas por el Director de Control Interno

1. Velar por el efectivo, eficiente y oportuno funcionamiento del SIPLA;

2. Presentar informes escritos semestrales a la Junta directiva u órgano que haga sus veces, en los cuales debe referirse como mínimo a los siguientes aspectos: (i) Los resultados de la gestión desarrollada, (ii) El cumplimiento que se ha dado en relación con el envío de los reportes a las diferentes autoridades; (iii) La efectividad de los mecanismos e instrumentos establecidos, así como las medidas adoptadas para corregir las fallas en el SIPLA, (iv) Los resultados de los correctivos ordenados por la Junta Directiva y órgano que haga sus veces, (v) Los resultados de la colocación cada vez que finalice la vigencia de la respectiva oferta pública; (vi) Un reporte en relación con el control de lavado de activos y financiación del terrorismo realizado a las transferencias en el mercado secundario, si es del caso.
3. Presentar al Representante Legal o a quien haga sus veces los requerimientos de recursos informáticos, tecnológicos, físicos y humanos necesarios para el cumplimiento de sus funciones;
4. Promover la adaptación de correctivos del SIPLA;
5. Evaluar los informes que presente el Revisor Fiscal y adoptar las medidas del caso frente a las deficiencias informadas;
6. Atender y coordinar cualquier requerimiento, solicitud o diligencia de autoridad competente judicial o administrativa en esta materia;
7. Verificar mensualmente a todos los inversionistas vinculados mediante colocación o negociación efectuada directamente por la compañía, en la lista SDN de la OFAC y en la lista ONU;
8. Remitir a los reportes externos a la Unidad de Información y Análisis Financiero UIAF conforme a lo establecido en el numeral 5.1.4.2.2. de este manual;

REVISOR FISCAL:

1. Instrumentar los controles que le permitan detectar incumplimientos a las instrucciones del SIPLA. Dicha gestión incluye el examen de las funciones que cumplen los administradores de la entidad y el oficial de cumplimiento en relación con el SIPLA.
2. Presentar un informe a la Junta Directiva y al oficial de cumplimiento, en donde exprese las conclusiones obtenidas en el proceso de evaluación del cumplimiento de las normas sobre prevención y control de lavado de activos y financiación del terrorismo

VICEPRESIDENCIA FINANCIERA:

1. Llevar a cabo el conocimiento de los inversionistas de acuerdo con el Numeral 5.1.1. del Manual SIPLA en aquellos casos en los que la EEB lleve a cabo colocación directa de valores.

SECRETARÍA GENERAL:

1. Inscribir las enajenaciones en el libro de registro correspondiente;
2. Establecer cláusulas contractuales en todos aquellos contratos que EEB suscriba con entidades vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia para la administración de las emisiones, colocación de valores en el mercado primario y negociación en el mercado secundario.

TÍTULO XI

DIVULGACIÓN, CONSULTA Y VIGENCIA

ARTÍCULO 85.- DIVULGACIÓN Y CONSULTA:

El presente código y cualquier cambio que se haga del mismo, serán informados y publicados en la página Web de EEB.

ARTÍCULO 86.- VIGENCIA: Artículo Transitorio.

El presente Código de Buen Gobierno Corporativo rige una vez sea aprobado por la Junta Directiva y la Asamblea General de Accionistas apruebe las reformas estatutarias que implican su adopción.

7.3 Estados Financieros

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estados Financieros separados por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2015, 2014 y Estado de Situación Financiera de Apertura al 1 de Enero de 2014 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Carrera 7 No. 74 - 09
Nit. 860.005.813-4
Bogotá
Colombia

Tel. +57(1) 5461810
Fax. +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P.:

1. He auditado los estados financieros separados de EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P., los cuales comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 1 de enero de 2014 y los estados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y un resumen de las políticas contables significativas, así como otras notas explicativas.

2. La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas 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 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 que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

© 2016 Deloitte Touche Tohmatsu.
Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

"Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800 y su domicilio registrado; Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido"

4. En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P. al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.

5. Estados Financieros Consolidados: Los estados financieros separados no consolidados adjuntos fueron preparados únicamente para cumplir con las disposiciones legales de información estatutaria a que está sujeta la Empresa como entidad legal independiente. Por lo tanto, estos estados financieros no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarios para la presentación de la situación financiera y los resultados consolidados de la Empresa y sus subordinadas. En consecuencia, estos estados financieros deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUS SUBORDINADAS.

6. El 29 de enero de 2016, la Superintendencia de Sociedades aprobó la fusión de sus filiales Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. e Inversiones Energía Latino América Holding S.L., cuyos efectos pro-forma se explican en la nota 1 a los estados financieros.

7. De acuerdo con el informe de los auditores externos de las filiales:

   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 USD$ 70 millones. A la fecha de este informe, el resultado final de este proceso es razonablemente posible; 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.

   Transportadora de Energía de Centroamérica S.A – TRECSA S.A. y Contugas S.A.C, 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 Empresa para continuar como negocio en marcha, cuya evolución dependerá del éxito de sus operaciones futuras y del apoyo financiero de sus accionistas.

8. Además, basada en el alcance de mis auditorías, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los

estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, puso de manifiesto las recomendaciones sobre control interno que he comunicado en informes separados dirigidos a la administración.

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

29 de febrero de 2016

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014 Y 1 DE ENERO DE 2014
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVO	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 7)	$ 120.478	$ 280.179	$ 204.423
Activos financieros (Nota 8)	56.212	178.298	146.267
Cuentas por cobrar (Nota 9)	21.469	16.529	13.399
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 35)	154.682	833.611	172.495
Activos por impuestos (Nota 10)	23.314	1.923	9.027
Inventarios (Nota 11)	7.805	7.590	8.091
Otros activos (Nota 12)	1.631	714	491
Total activos corrientes	385.591	1.318.844	554.193
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Inversiones en subordinadas (Nota 13)	6.454.590	4.541.767	3.443.779
Inversiones en asociadas (Nota 14)	5.406.209	5.387.192	5.387.192
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	721.967	575.831	454.823
Propiedades de inversión (Nota 16)	214.371	216.134	217.909
Activos financieros (Nota 8)	855.718	731.259	690.267
Cuentas por cobrar (Nota 9)	8.452	7.419	7.330
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 35)	1.323.931	934.566	724.184
Activos intangibles (Nota 17)	4.697	3.580	2.391
Activos por impuestos diferidos (Nota 23)	117.158	84.843	69.146
Total activos no corrientes	15.107.093	12.482.591	10.997.021
Total	$ 15.492.684	$ 13.801.435	$ 11.551.214

PASIVOS Y PATRIMONIO	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014
PASIVOS CORRIENTES:			
Pasivos financieros (Nota 18)	$ 65.659	$ 50.118	$ 23.893
Cuentas por pagar (Nota 19)	482.645	1.120.989	13.875
Cuentes por pagar a partes relacionadas (Nota 35)	499.901	146.011	1.558
Provisiones por beneficios a empleados (Nota 20)	38.598	37.422	35.286
Pasivo por impuestos (Nota 21)	6.973	60.880	25.848
Total pasivos corrientes	1.093.776	1.415.420	100.460
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Pasivos financieros (Nota 18)	2.528.197	1.957.598	1.635.017
Provisiones por beneficios a empleados (Nota 20)	96.950	102.913	95.351
Otras provisiones (Nota 22)	113.786	49.009	48.922
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 23)	174.411	133.341	111.251
Otros pasivos (Nota 24)	2.674	2.029	1.944
Total pasivos no corrientes	2.916.018	2.244.890	1.892.485
Total pasivos	4.009.794	3.660.310	1.992.945
PATRIMONIO (Nota 26)			
Capital emitido	492.111	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	837.799
Reservas	2.079.205	2.538.057	2.005.303
Utilidades retenidas	5.524.453	5.203.952	6.223.056
Otro resultado integral	2.549.322	1.069.206	-
Total patrimonio	11.482.890	10.141.125	9.558.269
Total	$ 15.492.684	$ 13.801.435	$ 11.551.214

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta profesional No. 53.918 -T

ANDREA DEL PILAR LÓPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRAL
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad por acciones)

	2015	2014
Transmisión de electricidad (Nota 27)	$ 177.258	$ 123.631
Portafolio accionario (Nota 28)	490.659	1.406.515
COSTOS Y GASTOS		
Transmisión de electricidad (Nota 29)	(77.042)	(58.483)
Gastos portafolio accionario (Nota 30)	(44.455)	(34.927)
Gastos administrativos (Nota 31)	(59.383)	(70.206)
Otros ingresos (gastos), neto (Nota 32)	26.913	24.728
Resultado de las actividades operacionales	513.950	1.391.258
Ingresos financieros (Nota 33)	134.244	109.947
Gastos financieros (Nota 34)	(175.205)	(176.118)
Diferencia en cambio, neto	(132.645)	(33.736)
Ganancia antes de impuestos	340.344	1.291.351
Menos gasto por impuesto a la renta (Nota 23)		
Corriente	(11.089)	(79.898)
Diferido	(8.754)	(6.393)
UTILIDAD DEL AÑO	$ 320.501	$ 1.205.060
OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Partidas que no se reclasificarán a la utilidad o pérdida		
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	$ 12.791	$ (1.900)
Partidas que se reclasificarán a resultados en un futuro:		
Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	6.830	(28.254)
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	1.460.495	1.099.360
TOTAL DE OTRO RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO	1.480.116	1.069.206
RESULTADO INTEGRAL	$ 1.800.617	$ 2.274.266
Utilidad por Acción		
Básica y diluida	34,91	131,25

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARAGUREN
Revisor fiscal T.P. 151.060-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos)

			Reservas						Otras partidas de resultado integral					
	Capital emitido	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Reserva ocasional Art. 130 E.T.	Ocasionales	Total	Resultados acumulados	Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos disponibles para la venta	Remedición de obligaciones de beneficios definidos	Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	Total	Total patrimonio
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2014	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.496	$ 125.695	$ 987.154	$ 31.206	$ 528.752	$ 2.005.303	$ 6.223.056	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 9.558.269
Apropiaciones	-	-	-	-	19.939	13.351	499.464	532.754	(532.754)	-	-	-	-	-
Resultado del año	-	-	-	-	-	-	-	-	1.205.060	-	-	-	-	1.205.060
Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos disponibles para la	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28.254)	-	-	(28.254)	(28.254)
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.900)	-	(1.900)	(1.900)
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.099.360	1.099.360	1.099.360
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.691.410)	-	-	-	-	(1.691.410)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	492.111	837.799	332.496	125.695	1.007.093	44.557	1.028.216	2.538.057	5.203.952	(28.254)	(1.900)	1.099.360	1.069.206	10.141.125
									320.501	-	-	-	-	320.501
Resultado del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.830	-	-	6.830	6.830
Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos disponibles para la	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.791	-	12.791	12.791
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.460.495	1.460.495	1.460.495
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	-	-	-	-	-	-	(458.852)	(458.852)	-	-	-	-	-	(458.852)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.496	$ 125.695	$ 1.007.093	$ 44.557	$ 569.364	$ 2.079.205	$ 5.524.453	$ (21.424)	$ 10.891	$ 2.559.855	$ 2.549.322	$ 11.482.890

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta profesional No. 53.918 -T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos)

	2015	2014
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta	$ 320.501	$ 1.205.060
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuesto a la renta	19.843	86.291
Utilidad método participación	(307.240)	14.569
Depreciación y amortización	19.469	18.360
Utilidad o pérdida en venta o baja de activos fijos	1.976	282
Diferencia en cambio	132.645	33.736
Provisiones y recuperaciones	(2.854)	6.995
Gastos financieros	175.205	176.118
Ingresos financieros	(134.244)	(109.947)
Operaciones de cobertura	4.743	11.306
	230.044	1.442.770
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Cuentas por cobrar	267.533	(4.458)
Inventarios	(792)	387
Otros activos	(3.084)	(1.155)
Cuentas por pagar	(995.377)	(381.442)
Provisiones por beneficios a trabajadores	(30.659)	(773)
Otras provisiones	70.420	(5.563)
Otros pasivos	645	84
Impuestos pagados	(86.387)	(37.762)
Flujo neto de efectivo (utilizado) generado por actividades de operación	(547.657)	1.012.088
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en subordinadas	(208.276)	(500.730)
Dividendos recibidos	687.461	659.531
Intereses recibidos	61.609	47.168
Partes relacionadas	142.196	(694.185)
Activos financieros	267.219	158.481
Propiedad, planta y equipo	(163.713)	(136.948)
Intangibles	(1.117)	(1.177)
Flujo neto de efectivo generado (utilizado) por actividades de inversión	785.379	(467.860)
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos pagados	(1.100.847)	(590.515)
Partes relacionadas	353.890	144.453
Intereses pagados	(160.964)	(106.062)
Préstamos recibidos	550.841	713.000
Préstamos pagados	(40.343)	(629.348)
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de financiamiento	(397.423)	(468.472)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO	(159.701)	75.756
EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL AÑO:	280.179	204.423
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 120.478	$ 280.179

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARAGUREN
Revisor fiscal T.P. 151.060-T
(Ver mi informe adjunto)
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

1. INFORMACIÓN GENERAL

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 1 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.

La Empresa tiene como objeto social principalmente la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, igualmente, puede participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. Actualmente, la Empresa desarrolla la actividad operativa relacionada con la transmisión de energía y cuenta con un portafolio de inversiones en el sector energético.

Plan de reestructuración – El 24 de enero de 1997 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y la Junta Directiva 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, EMGESA S.A. E.S.P. dedicada a la generación y CODENSA S.A. E.S.P. a la distribución y comercialización de energía. 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.

Fusión de TGI con Inversiones en Energía Latino América Holdings S.L.U IELAH - La fusión entre TGI y su accionista IELAH, corresponde a la última etapa de una transacción iniciada por la Empresa a mediados de 2014, cuyo objetivo fue adquirir la totalidad de las acciones de IELAH que eran propiedad de The Rohathyn Group (Antes CVCI). La fusión se propone por motivos de reorganización empresarial y busca mejorar la eficiencia en sus actividades, centralizando la gestión del Grupo exclusivamente desde Colombia. Lo anterior lleva consigo una reducción de los costos asociados al mantenimiento de la estructura y evita duplicidades y gastos innecesarios, debido a que la Empresa cuenta con amplia experiencia y con la organización necesaria para realizar directamente el manejo y control de sus filiales.

Los principales hitos de este proceso son:

- 28 de agosto de 2015: Se publicó la convocatoria a la Asamblea de Accionistas que decidirá sobre la fusión, en un diario de amplia circulación en Colombia (Portafolio).

- 16 de septiembre de 2015: Sesión de Junta Directiva de TGI que conoció del proceso de fusión y recomendó lo pertinente.

- 8 de octubre de 2015: Asamblea de Accionistas.

- Hasta 21 de octubre de 2015: Ejercicio del derecho de retiro.

- 31 de diciembre de 2015: se radicó el expediente de fusión ante la Superintendencia de Sociedades.

- 29 de enero de 2016: La Superintendencia de Sociedades aprobó la fusión de la Empresa con INVERSIONES ENERGÍA LATINO AMÉRICA HOLDING S.L.U (IELAH).

El proceso lo está liderando EEB como accionista mayoritario de TGI y único accionista de IELAH.

A continuación se detalla los efectos pro-forma de la fusión a 31 de diciembre de 2015:

INFORMACIÓN PRO-FORMA NO AUDITADA	**TGI S.A. ESP.**	**IELAH**	**TGI S.A. ESP.** Antes de emisión acciones	**TGI S.A. ESP.** Fusión con emisión acciones
	31 diciembre de 2015		**31 diciembre de 2015**	
ACTIVOS				
Total activos corrientes	$ 1.028.385	$ 32.761	$ 1.058.414	$ 1.058.414
Total activos no corrientes	9.168.026	2.003.660	8.585.664	8.585.664
TOTAL ACTIVOS	$ 10.196.411	$ 2.036.421	$ 9.644.078	$ 9.644.078
PASIVOS				
Total pasivos corrientes	$ 182.992	$ 14.823	$ 195.082	$ 195.082
Total pasivos no corrientes	6.028.666	1.804.710	7.251.015	7.251.015
TOTAL PASIVOS	6.211.658	1.819.533	7.446.097	7.446.097
CAPITAL CONTABLE				
Capital aportado	1.565.487	65.236	1.630.723	1.565.487
Cancelación acciones de TGI en IELAH	-	-	(499.660)	-
Prima por emisión de acciones	196	714.036	714.169	101.131
Efecto fusión IELAH-TGI Colombia (acciones de TGI en IELAH)	-	-	(731.838)	(1.115.608)
Reservas	400.315	65.874	338.420	272.546
Superavit inversión en Contugas	22.377	-	15.235	15.235
Utilidades acumuladas (déficit)	373.128	(767.874)	(513.838)	254.036

INFORMACIÓN PRO-FORMA NO AUDITADA	TGI S.A. ESP.	IELAH	TGI S.A. ESP. Antes de emisión acciones	TGI S.A. ESP. Fusión con emisión acciones
	31 diciembre de 2015		31 diciembre de 2015	
Resultado del ejercicio	127.766	(53.237)	33.750	86.987
Diferencia en conversión	1.495.484	192.853	1.211.020	1.018.167
Total capital contable	3.984.753	216.888	2.197.981	2.197.981
Total pasivos más capital contable	$ 10.196.411	$ 2.036.421	$ 9.644.078	$ 9.644.078

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 de 1994 o Estatuto de Servicios Públicos, 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 y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

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 son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. BASES DE PRESENTACIÓN

3.1 Normas contables aplicadas - La Empresa, de conformidad con la Resolución 743 de 2013 y sus modificaciones de la Contaduría General de la Nación aplica las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 de 2009 reglamentada por el Decreto 2420 de 2015, prepara sus estados financieros de conformidad con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia - NCIF, las cuales se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) junto con sus interpretaciones, traducidas al español y emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés) al 31 de diciembre de 2012, con las excepciones contempladas en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, entre otros:

Artículo 11 Vigencias (Modificación al artículo 2.1.2 de la parte 1 del libro 2) - Establece la aplicación del artículo 35 de la Ley 222, las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros individuales (separados) de acuerdo con el método de participación, tal como se describe en la NIC 28, en lugar de la aplicación de la NIC 27.

3.2 Bases de preparación - La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año. Para efectos legales en Colombia, los estados financieros principales son los estados financieros separados, los cuales se expresan en pesos colombianos, por ser la moneda de presentación o reporte para todos los efectos.

Los estados financieros de la Empresa al 31 de diciembre de 2015, corresponden a los primeros estados financieros preparados de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia (NCIF). Estos estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico. El costo histórico esta generalmente basado sobre el valor razonable de la contraprestación entregada en el intercambio de bienes y servicios.

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 inclusive, la Empresa preparó sus estados financieros anuales de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia (PCGA Colombianos). La información financiera correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, incluida en los presentes estados financieros individuales con propósitos comparativos, ha sido modificada y se presenta de acuerdo las NCIF. Los efectos de los cambios de los PCGA Colombianos aplicados al 31 de diciembre de 2014 y al 1 de enero de 2014 (fecha de transición) y las NCIF se explican en las conciliaciones detalladas en la Nota 40.

La Empresa ha aplicado las políticas contables, los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos descritos en la Nota 4. Asimismo, la Empresa ha contemplado las excepciones y exenciones previstas en la NIIF 1, que se describen en la Nota 40.

3.3 Estados financieros separados- Los Estados Financieros separados presentan información de la Empresa como una entidad individual y no contiene información financiera consolidada.

La Empresa actúa como Matriz de las siguientes subsidiarias, las cuales son contabilizadas usando el método de la participación según la Ley 222 de 1995:

Nombre de la subordinada	Actividad principal	Lugar de incorporación y operación
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	Transporte de gas	Colombia
EEB Internacional LTD.	Vehículo de inversión	Islas Caiman
Contugas SAC.	Transporte de gas	Perú
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	Vehículo de inversión	Colombia
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	Transporte de energía	Guatemala
EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de inversión	Islas Caiman
EEB Ingeniería y Servicios S.A	Servicios de ingeniería	Guatemala
EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C	Servicios de ingeniería	Perú
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	Vehículo de inversión	España
EEB Gas SAS	Vehículo de inversión	Colombia
EEB Energy RE	Vehículo de inversión	Bermuda
GEBBRAS Participacoes LTDA	Vehículo de inversión	Brasil
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	Vehículo de inversión	Colombia

La Empresa ejerce influencia significativa en las siguientes asociadas, las cuales son contabilizadas en los estados financieros separados al costo.

Nombre de la asociada	Actividad Principal	Lugar de constitución y operaciones
Emgesa SA ESP	Energía	Colombia
Codensa SA ESP	Energía	Colombia
Consorcio Transmantaro S.A.	Energía	Perú
Red de Energía del Perú SA	Energía	Perú
Gas Natural SA ESP	Gas	Colombia
EMSA	Energía	Colombia

Estos estados financieros separados fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales a que está sujeta la Empresa como entidad legal independiente, algunos principios contables pueden diferir con relación a los aplicados en los estados financieros consolidados, y adicionalmente no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarios para la presentación de la situación financiera consolidada y los resultados integrales consolidados de la Empresa y sus subordinadas. Por consiguiente, los estados financieros separados deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de la Empresa y sus subordinadas.

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros principales son los estados financieros separados.

3.4 Bases de medición - Los estados financieros separados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios. El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición.

Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición.

3.5 Moneda funcional y de presentación - Las partidas incluidas en los presentes estados financieros se valoran y presentan utilizando pesos colombianos, la cual es la moneda del entorno económico principal en que la Empresa opera. Esta a su vez, es su moneda funcional.

Transacciones en monedas extranjeras - Al preparar los estados financieros de cada entidad, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la Entidad (moneda extranjera) se reconocen utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada periodo, las partidas monetarias denominadas en moneda

extranjera se reconvierten a los tipos de cambio vigentes a esa fecha. Las partidas no monetarias registradas a valor razonable, denominadas en moneda extranjera, se reconvierten a los tipos de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no-monetarias que se calculan en términos de costo histórico, en moneda extranjera, no se reconvierten.

Operaciones en el extranjero - Los activos y pasivos de operaciones en el extanjero son convertidos utilizando los tipos de cambio vigentes al final del periodo. Las partidas de ingresos y gastos se convierten a los tipos de cambio promedio vigentes del periodo, a menos que éstos fluctúen en forma significativa durante el periodo, en cuyo caso se utilizan los tipos de cambio a la fecha en que se efectúan las transacciones. Las diferencias en tipo de cambio que surjan, dado el caso, se reconocen en los otros resultados integrales y son acumuladas en el capital contable.

3.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corriente - En el Estado de Situación Financiera, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.7 Período contable - La Empresa prepara y difunde estados financieros de propósito general una vez al año, con corte al 31 de diciembre y, de acuerdo con directrices de su accionista principal, se reportaran estados financieros intermedios por alguna necesidad especifica de la administración.

Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, en Acta No. 32 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, pueda en cualquier momento determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

La Junta Directiva No. 1522 del 1° de octubre de 2014, en uso de sus atribuciones estatutarias, ordenó a la Administración efectuar el corte de sus cuentas y emitir estados financieros al 31 de octubre de 2014 con el propósito de someter a consideración de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas la aprobación de los mismos y una eventual distribución de dividendos. La Asamblea ordinaria de Accionistas en Acta N° 068 aprobó un cierre intermedio y distribución de dividendos.

Para efectos comparativos el estado de resultado integral del año 2014 se presenta acumulado por un periodo de doce meses.

4. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

4.1 Instrumentos financieros - Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la entidad pasa a formar parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se

suman o reducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

4.1.1 Valor razonable - El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación.

Para efectos de información financiera, las mediciones de valor razonable se clasifican en Nivel 1, 2 o 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del valor razonable en su totalidad, las cuales se describen de la siguiente manera:

- Nivel 1 Se consideran precios de cotización en un mercado activo para activos o pasivos idénticos que la empresa puede obtener a la fecha de la valuación;

- Nivel 2 Datos de entrada observables distintos de los precios de cotización del Nivel 1, sea directa o indirectamente,

- Nivel 3 Considera datos de entrada no observables.

4.1.2. Método de la tasa de interés efectivo - El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento financiero y de asignación del ingreso o costo financiero durante el periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los ingresos futuros de efectivo estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos que se estén incluyendo en el cálculo de la tasa de interés efectiva) durante la vida esperada del instrumento financiero o, cuando es apropiado, un periodo menor, al valor en libros neto al momento del reconocimiento inicial.

4.1.3 Deterioro de activos financieros - Los activos financieros distintos a aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro al final de cada periodo de reporte. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Para los activos financieros registrados al costo, el importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente del flujo de efectivo descontado estimado a la tasa de retorno actual del mercado para un activo financiero similar. Dicha pérdida por deterioro no será revertida en periodos subsiguientes.

Cuando un activo financiero disponible para la venta es considerado como deteriorado, las ganancias o pérdidas acumuladas previamente reconocidas en otro resultado integral son reclasificadas a ganancias o pérdidas del periodo.

4.1.4 Baja en cuenta de los activos financieros - La Empresa dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. Si la Empresa no transfiere ni retiene substancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Empresa reconocerá su participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si la Empresa retiene substancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Empresa continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir así como el resultado acumulado que habían sido reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio se reconoce en ganancias o pérdidas.

4.1.5 Compensación de activos y pasivos financieros – La Empresa compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

4.2 Efectivo y equivalentes de efectivo - Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

4.3 Activos financieros - Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, inversiones conservadas al vencimiento, activos financieros disponibles para su venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

4.3.1 Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados - Incluye las inversiones de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de

valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

4.3.2 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento - Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas de vencimiento fijas que la Empresa tiene la intención afirmativa y capacidad de mantener hasta el vencimiento. Luego del reconocimiento inicial, las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se miden al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro.

4.3.3 Activos financieros disponibles para la venta - Los activos financieros disponibles para la venta son instrumentos no derivados que son designados como disponibles para la venta o no son clasificados como (a) préstamos y partidas por cobrar, (b) inversiones mantenidas hasta el vencimiento o (c) activos financieros al valor razonable con cambio en los resultados.

Las ganancias y pérdidas que surgen de los cambios en el valor razonable se reconocen en otros resultados integrales, con excepción de las pérdidas por deterioro, los intereses calculados a través del método de interés efectivo, y las ganancias y pérdidas en tipos de cambio, los cuales se reconocen en los resultados. En caso de que se disponga de una inversión o se determine su deterioro, la ganancia o pérdida acumulada previamente registrada en la reserva de revaluación de inversiones se reclasifica a los resultados.

Los dividendos sobre instrumentos de capital disponibles para su venta se reconocen en los resultados cuando se establece el derecho de la Entidad a recibir los dividendos.

4.3.4 Préstamos y cuentas por cobrar - Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no se encuentran cotizados en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar, entre otros), se miden a costo amortizado usando el método de interés vigente menos cualquier deterioro.

El ingreso por intereses es reconocido al aplicar la tasa de interés vigente, salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor actual de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

4.4 Pasivos financieros - Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Empresa a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

La Empresa dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Empresa. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

4.5 Inventarios - Los inventarios son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. El valor neto realizable representa el precio de venta estimado menos los costos necesarios para la venta.

La Empresa determina la provisión de inventario de acuerdo a la obsolescencia y deterioro de los mismos.

4.6 Propiedad planta y equipo – Las propiedades, plantas y equipo se registraron a su valor razonable al 1 de enero de 2014 (fecha de transición a las NCIF). La medición posterior se efectúa a su costo de adquisición menos la depreciación acumulada.

Las propiedades que están en proceso de construcción para fines de prestación de servicios, se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por préstamos capitalizados conforme a la política contable de la Empresa. Dichas propiedades se clasifican a las categorías apropiadas de propiedad, planta y equipo cuando estén completas para su uso planeado. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, se inicia cuando los activos están listos para su uso planeado.

Los terrenos no se deprecian.

La depreciación se reconoce para llevar a resultados el costo de los activos, (distintos a los terrenos y propiedades en construcción) menos su valor residual, sobre sus vidas útiles utilizando el método de línea recta. La vida útil estimada, el valor residual y el método de depreciación se revisan al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero se deprecian con base en su vida útil estimada al igual que los activos propios. Sin embargo, cuando no existe la certeza razonable de que la propiedad se obtiene al final del plazo del arrendamiento, los activos se deprecian en el periodo más corto entre la vida del arrendamiento y su vida útil.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en resultados.

4.6.1 Obligación de retiro de activos - La Empresa reconoce una obligación de retiro de activos ("ARO", por sus siglas en inglés) al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos se retiren de servicio, si se tiene una obligación legal de retiro y si se puede realizar una estimación del valor razonable, este valor es reconocido como mayor valor de los activos.

4.7 Propiedades de inversión - Las propiedades de inversión son aquellas que se mantienen para obtener rentas y/o plusvalía (incluyendo las propiedades de inversión en construcción para dichos propósitos) y se valúan inicialmente al costo de adquisición, incluyendo los costos incurridos en la transacción. Después del reconocimiento inicial, las propiedades de inversión se registran al costo menos de la depreciación acumulada.

Una propiedad de inversión se elimina al momento de la disposición o cuando se retira permanentemente del uso y no se esperan beneficios económicos futuros de la disposición. Cualquier ganancia o pérdida que surja la baja de la propiedad (calculada como la diferencia entre los ingresos netos por disposición y el valor en libros del activo) se incluye en el estado de resultados en el periodo en que la propiedad se elimina.

4.8 Activos intangibles

4.8.1 Activos intangibles adquiridos de forma separada - Los activos intangibles con vida útil finita adquiridos de forma separada se reconocen al costo de adquisición menos la amortización acumulada y la pérdida acumulada por deterioro. La amortización se reconoce con base en el método de línea recta sobre su vida útil estimada. La vida útil estimada y el método de amortización se revisan al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva. Los activos intangibles con vida útil indefinida que se adquieren por separado se registran al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

Los activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso y derechos de uso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Las servidumbres de paso y los derechos de uso algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo de las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 30 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización

4.8.2 Baja de activos intangibles - Un activo intangible se da de baja por venta, o cuando no se espera tener beneficios económicos futuros por su uso o disposición. Las ganancias o pérdidas que surgen de la baja de un activo intangible, medido como la diferencia entre los ingresos netos y el valor en libros del activo, se reconocen en resultados cuando el activo sea dado de baja.

4.9 Deterioro del valor de los activos tangibles e intangibles - Al final de cada periodo de reporte, la Empresa evalúa los importes en libros de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Empresa calcula el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se identifica una base razonable y consistente de distribución, los activos comunes son también asignados a las unidades generadoras de efectivo individuales, o distribuidas al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso deben ser sometidos a una comprobación de deterioro anualmente, o con mayor frecuencia si existe cualquier indicación de que podría haberse deteriorado su valor.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al estimar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados del valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales no se han ajustado los estimados de flujo de efectivo futuros.

Si el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) calculado es menor que su importe en libros, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Cuando una pérdida por deterioro es revertida posteriormente, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) aumenta al valor estimado revisado de su monto recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro es reconocido automáticamente en ganancias o pérdidas.

4.10 Inversiones en asociadas - Una asociada es una entidad sobre la que la Empresa posee influencia significativa. Influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, sin llegar a tener el control absoluto ni el control conjunto de la misma.

Las inversiones en asociadas son incorporadas a los estados financieros utilizando el método del costo

4.11 Inversiones en subordinadas - Se consideran entidades subordinadas a aquellas sociedades controladas por la Empresa, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la subordinada, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

La Empresa tiene poder sobre sus subordinadas cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativa los rendimientos de las subordinadas.

La Empresa reevaluará si tiene o no control en una sociedad subordinada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las inversiones en subordinadas son incorporadas a los estados financieros utilizando el método contable de participación de acuerdo a la Ley 222 de 1995.

Conforme al método de participación, las inversiones en subsidiarias se contabilizan inicialmente en el estado de situación financiera al costo, y se ajustan posteriormente para contabilizar la participación de la Empresa en ganancias o pérdidas y en otro resultado integral de la subordinada.

4.12 Arrendamientos - Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Empresa analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo.

Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que la Empresa actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

4.13 Costos por préstamos - Los costos por préstamos atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales requieren de un periodo de tiempo substancial hasta que están listos para su uso o venta, se adicionan al costo de esos activos durante ese tiempo hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables, se deduce de los costos por préstamos elegibles para ser capitalizados.

Todos los otros costos por préstamos se reconocen en los resultados durante el periodo en que se incurren.

4.14 Beneficios a empleados por terminación y retiro - Las aportaciones a los planes de beneficios al retiro de contribuciones definidas se reconocen como gastos al momento en que los empleados han prestado los servicios que les otorgan el derecho a las contribuciones.

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediciones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso) y el retorno del plan de activos (excluidos los intereses), se refleja de inmediato en el estado de posición financiera con cargo o crédito que se reconoce en otros resultados integrales en el período en el que ocurren. Las remediciones reconocidas en otros resultados integrales se reflejan de inmediato en las utilidades acumuladas y no se reclasifica a resultados. Costo por servicios pasados se reconoce en resultados en el período de la modificación al plan. Los intereses netos se calculan aplicando la tasa de descuento al inicio del período de la obligación el activo o pasivo por beneficios definidos. Los costos por beneficios definidos se clasifican de la siguiente manera:

- Costo por servicio (incluido el costo del servicio actual, costo de los servicios pasados, así como las ganancias y pérdidas por reducciones o liquidaciones).

- Los gastos o ingresos por interés netos.

- Remediciones

La Entidad presenta los dos primeros componentes de los costos por beneficios definidos como un gasto o un ingreso según la partida. Las ganancias y pérdidas por reducción del servicio se reconocen como costos por servicios pasados.

Las obligaciones por beneficios al retiro reconocidas en el estado de posición financiera, representan las pérdidas y ganancias actuales en los planes por beneficios definidos de la Entidad. Cualquier ganancia que surja de este cálculo se limita al valor presente de cualquier

beneficio económico disponible de los reembolsos y reducciones de contribuciones futuras al plan.

4.15 Impuestos - El gasto por impuesto a las ganancias representa la suma del impuesto a las ganancias por pagar actual y el impuesto diferido.

4.15.1 Impuesto corriente - El impuesto por pagar corriente se basa en las ganancias fiscales registradas durante el año. La ganancia fiscal difiere de la ganancia reportada en el estado de resultado integral, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles. El pasivo de la Empresa por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales promulgadas o substancialmente aprobadas al final del periodo sobre el cual se reporta. La Empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos

4.15.2 Impuesto diferido – Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- No es una combinación de negocios ; y

- En el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales la Empresa pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

4.15.3 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, el 1 de Enero de 2016 y el 1 de Enero de 2017.

4.16 Provisiones - Las provisiones se reconocen cuando la Empresa tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida razonablemente, en los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda.

Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y la Empresa tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

4.17 Instrumentos financieros derivados - La Entidad utiliza una variedad de instrumentos financieros para manejar su exposición a los riesgos de volatilidad en tasas de interés y tipos de cambio, incluyendo contratos forward de moneda extranjera, swaps de tasa de interés y swaps de tasas y divisas.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable a la fecha en que se subscribe el contrato del derivado y posteriormente se revalúan a su valor razonable al final del periodo de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en los resultados inmediatamente a menos que el derivado esté designado y sea efectivo como un instrumento de cobertura, en cuyo caso la oportunidad del reconocimiento en los resultados dependerá de la naturaleza de la relación de cobertura.

4.17.1 Derivados implícitos - Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos (contratos anfitriones) se tratan como derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos anfitriones y cuando dichos contratos no se registran a su valor razonable con cambios a través de resultados.

4.18 Reconocimiento de ingresos - Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de devoluciones de clientes, rebajas y otros descuentos similares.

4.18.1 Prestación de servicios - Los ingresos por prestación de servicios de transmisión de electricidad se registran en el período en que se prestan los servicios.

4.18.2 Ingresos por dividendos e ingresos por intereses - El ingreso por dividendos de inversiones se reconoce una vez que se han establecido los derechos de los accionistas para recibir este pago (siempre que sea probable que los beneficios económicos fluirán para la Empresa y que el ingreso pueda ser valuado confiablemente).

Los ingresos por intereses se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Empresa y el importe de los ingresos pueda ser valuado confiablemente. Los ingresos por intereses se registran sobre una base periódica, con referencia al saldo insoluto y a la tasa de interés efectiva aplicable, la cual es la tasa que exactamente descuenta los flujos de efectivo estimados a recibir a lo largo de la vida esperada del activo financiero y lo iguala con el importe neto en libros del activo financiero en su reconocimiento inicial.

4.19 Estado de flujos - El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinado por el método indirecto utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Empresa, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4.20 Partes relacionadas –se consideran partes relacionadas aquellas donde la Empresa posee la capacidad de controlar, ejercer influencia significativa o ejercer control conjunto en la toma de decisiones de otras compañías o es un miembro del personal clave de la gerencia o pariente de la Empresa.

La Empresa determinó como partes relacionadas las compañías subordinadas, asociadas, negocios conjuntos y directivos de las gerencias clave.

4.21 Ganancia (Pérdida) por Acción - La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la compañía y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período.

Durante los ejercicios 2014, 2013 y 2012, la Empresa no realizó operaciones de potencial efecto diluvito que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción

5. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

5.1 Juicios críticos al aplicar las políticas contables - Los siguientes son los juicios críticos, aparte de aquellas que implican estimaciones, que la Administración de la Empresa ha realizado en el proceso de aplicar las políticas contables de la Empresa y que tengan un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Reconocimiento de ingresos - Los ingresos por prestación de servicios de transmisión de electricidad se registran en el período en que se prestan los servicios y

Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento - La administración ha revisado los activos financieros mantenidos a vencimiento en vista de sus requerimientos de mantenimiento de capital y liquidez, y han confirmado la intención y capacidad de la Entidad de mantener dichos activos hasta su vencimiento.

Influencia significativa sobre EMGESA - La Empresa tiene 76.710.851 acciones de Emgesa S.A. E.S.P., lo que representa una participación del 51,51%. 20.952.601 de esas acciones son acciones preferidas sin derecho a voto, pero proporcionan un derecho a un dividendo preferente de USD $ 0,1107 por acción. La Administración de la Empresa ha determinado que sobre la base de sus derechos contractuales tiene una influencia significativa en Emgesa.

Influencia significativa sobre CODENSA - La Empresa tiene 68,036,719 acciones de Codensa S.A. E.S.P. lo que representa una participación del 51,51%. 20.010.799 (15,15%) de esas acciones son acciones preferidas sin derecho a voto, pero proporcionan un derecho a un dividendo preferente de $ 0,10 por acción. La Administración de la Empresa ha determinado que sobre la base de sus derechos contractuales tiene una influencia significativa en CODENSA.

Control sobre DECSA - DECSA es una subsidiaria de la Empresa a pesar de que la misma sólo tiene una participación del 51%. La Empresa ha mantenido su participación del 51% desde su adquisición y el 49% restante de las participaciones están en manos de otros accionistas que están relacionados con la Empresa.

Contingencias - La Empresa ha provisionado impactos estimados de pérdidas relacionadas con las diversas reclamaciones, situaciones o circunstancias relacionadas con resultados inciertos. La Empresa registra una pérdida si un evento ocurrió en o antes de la fecha del estado de situación financiera y (i) La información está disponible en la fecha que los estados financieros son emitidos que indica que es probable que la pérdida ocurrirá, dada la probabilidad de eventos futuros inciertos; y (ii) El importe de la pérdida puede ser estimada razonablemente. La

Empresa evalúa continuamente contingencias por juicios, remediación ambiental y otros eventos.

Impuestos diferidos - Se requiere un juicio para determinar si los activos por impuestos diferidos se reconocen en el estado de situación financiera. Los impuestos diferidos activos, incluidos los derivados de las pérdidas fiscales no utilizadas, requieren que la Administración evalúe la probabilidad de que la Empresa va a generar suficientes ingresos fiscales en los ejercicios futuros, a fin de utilizar los activos por impuestos diferidos registrados. Las suposiciones sobre la generación de beneficios fiscales futuros dependen de las expectativas de los flujos de efectivo futuros. Las estimaciones de ganancias impositivas futuras se basan en los flujos de efectivo previstos de las operaciones y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción. En la medida en que los futuros flujos de caja y los ingresos fiscales difieren significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Empresa para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados a la fecha de presentación podría verse afectada.

5.2 Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones - A continuación se discuten los supuestos clave respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo, que tienen un riesgo significativo de resultar en ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos durante el próximo año.

Vida útil de propiedades, planta y equipo - Como se describe en la Nota 15 la Empresa revisa la vida útil estimada de propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual.

Beneficios a empleados - El coste del plan de pensiones de beneficios definidos, otros beneficios posteriores al empleo y el valor actual de las obligaciones de pensiones se determinan mediante valoraciones actuariales. Una valoración actuarial implica hacer varias suposiciones que pueden diferir de los acontecimientos reales en el futuro. Estos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los futuros aumentos salariales, las tasas de mortalidad y los incrementos de pensiones. Debido a la complejidad del proceso de valoración y de su naturaleza a largo plazo, las obligaciones son sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos los supuestos son revisados en cada fecha de presentación.

Reserva para cuentas de cobro dudoso - Las estimaciones y supuestos utilizados para determinar las reservas se revisan periódicamente. A pesar de que las provisiones registradas se consideran adecuadas, los cambios en las condiciones económicas pueden conducir a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en los resultados.

Deterioro de activos de larga duración (propiedad, planta y equipo) – La revisión del deterioro de activos de larga duración se basa en indicadores financieros internos y externos, proyecciones y otros supuestos. La Empresa revisa las estimaciones y actualiza la información sobre la base de supuestos, según sea necesario.

Deterioro de Inversiones en subordinadas y asociadas – Al final de cada periodo sobre el cual se informa, la Empresa evalúa los importes en libros de sus activos por inversiones en subordinadas y asociadas a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna).

Valuación de los instrumentos financieros - la Empresa usa técnicas de valuación que incluyen entradas que no son basados en datos del mercado observable para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros. La nota 26 provee la información detallada sobre los supuestos usados en la determinación del valor justo de los instrumentos financieros, como se detalla en el análisis de sensibilidad para esos supuestos.

La Administración cree que las técnicas de valuación y supuestos usados son apropiadas para determinar el valor justo de los instrumentos financieros.

Abandono de activos - De acuerdo con la reglamentación ambiental y del sector, la Empresa debe reconocer los costos por el abandono de líneas de transmisión y activos conexos, los cuales incluyen el costo de desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

La estimación de costos para el abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados al momento de la instalación de estos activos. La obligación estimada constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos y asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

Los cálculos de estos estimados son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia, como lo son las proyecciones internas de costos, tasas futuras de inflación y de descuento.

Las variaciones significativas en factores externos utilizados para el cálculo de la estimación pueden llegar a impactar significativamente los estados financieros.

6. NORMAS EMITIDAS POR EL IASB AÚN NO VIGENTES

6.1 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2016 - Decreto 2420 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2016 entrarán a regir las siguientes normas en el marco técnico normativo que contiene las normas que están vigentes al 31 de diciembre de 2013 con su respectivas enmiendas emitidas por el IASB, permitiendo su aplicación anticipada:

CINIIF 21 – Gravámenes - Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.

NIC 36 – Deterioro en el valor de los activos - La enmienda aclara en alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.

NIC 39 – Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición - A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.

Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010 – 2012 y 2011 – 2013) - Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.

6.2 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2017 – Decreto 2496 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2017 entrarán a regir las siguientes normas en el marco técnico normativo que contiene las normas que están vigentes al 31 de diciembre de 2014 con su respectivas enmiendas emitidas por el IASB, permitiendo su aplicación anticipada:

Enmienda a NIC 32 – Instrumentos financieros: Presentación - Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.

Enmienda a NIIF 10,12 y NIC 27 – Entidades de Inversión - Bajo los requerimientos de las NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, un lugar de consolidarlas.

Enmienda a NIC 1 – Iniciativa de Divulgación - El IASB emitió enmiendas a las NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Enmienda a NIC 16 y NIC 38 – Métodos aceptables de depreciación y amortización - La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, establecido dos excepciones limitadas.

Enmienda a NIC 27 – Método de la participación en los estados financieros separados - Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociados en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 – Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación - Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28 – Venta y aportación de activos - La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

Enmienda a NIIF 11– Acuerdos Conjuntos - Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.

NIIF 14 – Cuentas regulatorias diferidas - El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionados con tarifa regulada, establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.

NIIF 9 – Instrumentos Financieros - Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:

Fase 1 – Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.

Fase 2 – Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.

Fase 3 – Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.

Esta versión de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012 – 2014) - Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.

6.3 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2018 – Decreto 2496 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2018 entrará a regir la NIIF 15 "Ingresos procedentes de los contratos con los clientes", la cual establece un modelo extenso y detallado para que las entidades lo utilicen en la contabilidad de ingresos procedentes de contratos con clientes, para esta norma se permite su aplicación anticipada.

La Empresa anticipa que la adopción de estos estándares e interpretaciones emitidas por el IASB aún no vigentes en Colombia, mencionadas anteriormente, no tendría un impacto material sobre los estados financieros.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye efectivo y bancos e inversiones en instrumentos en el mercado de dinero, netos de sobregiros bancarios. El efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo como se muestra en el estado de flujos de efectivo, puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera como sigue:

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Caja	$ 43	$ 30	$ 15
Bancos	7.418	3.273	44.703
Equivalentes de efectivo (1)	113.017	276.876	159.705
	$ 120.478	$ 280.179	$ 204.423

(1) El saldo de equivalentes de efectivo se encuentra conformado principalmente por depósitos y títulos en moneda nacional y extranjera, con vencimiento menor a 90 días, fácilmente convertibles en efectivo.

8. ACTIVOS FINANCIEROS

Activos financieros registrados a valor razonable con cambios a través de resultados	$ 7.586	$ -	$ -
Inversiones conservadas al vencimiento (1)	516.006	536.069	438.455
Inversiones disponibles para su venta registradas la valor razonable (2)	374.000	367.170	395.425
Fondos fiduciarios	14.338	6.318	2.654
	911.930	909.557	836.534
Corriente	56.212	178.298	146.267
No corriente	855.718	731.259	690.267
	$ 911.930	$ 909.557	$ 836.534

(1) Inversiones conversadas al vencimiento registradas al costo amortizado:

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Bonos y títulos (a)	$ 467.380	$ 357.771	$ 292.188
Certificados de depósitos (b)	47.423	124.518	36.217
Otras inversiones (c)	1.203	53.780	110.050
	$ 516.006	$ 536.069	$ 438.455

(a) A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 31 de diciembre de 2015
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$ 7.075
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	3.011
Bonos y títulos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%	1.853
Bonos y títulos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	7,63%	811
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	03/12/2013	07/11/2021	6,43%	365.624
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	05/12/2013	07/11/2021	6,43%	89.006
					$ 467.380

A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 31 de diciembre de 2014
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$ 6.997
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	2.999
Bonos y títulos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%	1.819
Bonos y títulos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	7,63%	617
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	03/12/2013	07/11/2021	6,43%	277.720
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	05/12/2013	07/11/2021	6,43%	67.619
					$ 357.771

A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 1 de enero de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 1 de enero de 2014
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$ 7.050
Bonos y títulos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	2.956
Bonos y títulos	Bono Codensa	11/03/2004	11/03/2014	IPC+7,50%	3.016
Bonos y títulos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%	1.812

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 1 de enero de 2014
Bonos y títulos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	0,07625	497
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	03/12/2013	07/11/2021	0,06425	222.663
Bonos y títulos	Deutsche Bank AG	05/12/2013	07/11/2021	0,06425	54.194
					$ 292.188

(b) A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros al 31 de Diciembre de 2015
Time Deposit	Bogota New York	10/11/2015	05/05/2016	1,32%	15.776	$ 15.776
Time Deposit	Banco Davivienda	27/08/2015	05/05/2016	1,40%	31.647	31.647
						$ 47.423

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros al 31 de diciembre de 2014
Time Deposit	BBVA New York	10/10/2014	07/05/2015	0,49%	28.741	$ 28.741
Time Deposit	BNP Paribas	10/10/2014	15/01/2015	0,36%	95.777	95.777
						$ 124.518

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 1 de enero de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros al 1 de enero de 2014
Time Deposit	Banco Davivienda	25/11/2013	08/05/2014	1,22%	20.524	$ 20.548
Time Deposit	Banco Davivienda	25/11/2013	29/05/2014	1,32%	15.649	15.669
						$ 36.217

(c) A continuación se presenta el detalle de otras inversiones mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 31 de Diciembre de 2015
CDT	Citibank	11/05/2015	11/05/2016	5,10%	$ 1.203
					$ 1.203

A continuación se presenta el detalle de otras inversiones mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 31 de Diciembre de 2014
CDT	Citibank	09/05/2014	09/05/2015	4,60%	$ 1.200
CDT	Banco Sudameris	29/12/2014	30/03/2015	4,40%	26.574
CDT	Av Villas	29/12/2014	30/03/2015	4,15%	26.006
					$ 53.780

A continuación se presenta el detalle de otras inversiones mantenidas por la Empresa al 1 de enero de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros al 1 de enero de 2014
CDT	Banco Colpatria	28/11/2013	21/04/2014	4,11%	$ 25.093
CDT	Banco Pichincha	26/11/2013	20/05/2014	5,33%	3.173
CDT	Banco de Bogotá	14/01/2013	14/01/2014	5,35%	1.226
CDT	Banco Citibank	09/05/2013	09/05/2014	3,80%	1.194
CDT	GNB Sudameris	28/11/2013	21/04/2014	4,21%	30.113
CDT	Helm Bank	28/11/2013	21/04/2014	4,35%	19.475
CDT	AVVillas	28/11/2013	21/04/2014	4,16%	29.776
					$ 110.050

(2) Inversiones disponibles para su venta registradas al valor razonable con efecto en otro resultado integral

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Isagen	$ 233.634	$ 203.743	$ 223.327
ISA	136.147	159.207	167.878
Banco popular	4.214	4.214	4.214
Nutresa	5	6	6
	$ 374.000	$ 367.170	$ 395.425

9. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Comerciales	$ 17.271	$ 11.818	$ 10.789
Deudas de difícil cobro	39.136	38.924	36.210
Empleados	9.748	8.444	8.259
Otros	1.763	909	1.113
Estimación para cuentas de cobro dudoso	(37.997)	(36.147)	(35.642)
	$ 29.921	$ 23.948	$ 20.729
Corriente	$ 21.469	$ 16.529	$ 13.399
No corriente	8.452	7.419	7.330
	$ 29.921	$ 23.948	$ 20.729

Las cuentas por cobrar a clientes reveladas en los párrafos anteriores incluyen los montos que están vencidos al final del periodo sobre el que se informa (ver abajo el análisis de antigüedad), pero para los cuales la Entidad no ha reconocido estimación alguna para cuentas incobrables debido a que no ha habido cambio significativo en la calidad crediticia y los importes (los cuales incluyen los intereses acumulados luego de que la cuentas tiene una antigüedad de 60 días) aún se consideran recuperables.

Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero no incobrables

31-60 días	$ 7.978	$ 9.966	$ 8.991
Total	$ 7.978	$ 9.966	$ 8.991
Edad promedio (días)	54	45	58

Cambio en la estimación para cuentas de cobro dudoso

	2015	2014
Saldo al inicio del año	$ 36.147	$ 35.642
Pérdidas por deterioro reconocidas sobre las cuentas por cobrar	2.150	591
Pérdidas por deterioro revertidas	(302)	(86)
Saldo al final del año	$ 37.997	$ 36.147

Antigüedad de las cuentas por cobrar a clientes deteriorados

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
+ 120 días	$ 37.997	$ 36.147	$ 35.642
Total	$ 37.997	$ 36.147	$ 35.642

10. ACTIVOS POR IMPUESTOS

Impuestos sobre la renta (saldo a favor)	$ 19.575	$ -	$ 7.634
Impuestos prepagados	3.739	1.923	1.393
Corriente	$ 23.314	$ 1.923	$ 9.027

11. INVENTARIOS

Materiales	$ 9.366	$ 8.575	$ 8.962
Estimación por obsolescencia	(1.561)	(985)	(871)
	$ 7.805	$ 7.590	$ 8.091

	2015	2014
Saldo al inicio de año	$ 985	$ 871
Pérdidas por estimación por obsolescencia	576	114
Saldo al final del año	$ 1.561	$ 985

12. OTROS ACTIVOS

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Prepagados	$ 1.631	$ 714	$ 491
Corriente	$ 1.631	$ 714	$ 491

13. INVERSIONES EN SUBORDINADAS

a) Los detalles de las subsidiarias de la Empresa al cierre del periodo sobre el que se informa son los siguientes:

Nombre de la Subordinada	Actividad Principal	Lugar de incorporación y operación	Porcentaje de participación intereses y derechos de voto en poder de la Compañía		
			Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	Transporte Gas	Colombia	68,05%	68,05%	68,05%
EEB Internacional LTD.	Vehículo de inversión	Islas Caiman	100,00%	100,00%	100,00%
Contugas SAC.	Transporte Gas	Perú	67,76%	63,18%	75,00%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Vehículo de inversión	Colombia	51,00%	51,00%	51,00%
Transportadora de Energía de Centroamérica	Transmisión de energía	Guatemala	95,29%	95,29%	95,29%
EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de inversión	Islas Caiman	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingeniería y Servicios S.A	Servicios ingeniería	Guatemala	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C	Servicios ingeniería	Perú	100,00%	100,00%	99,50%
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings	Vehículo de inversión	España	100,00%	100,00%	-
EEB Gas SAS	Vehículo de inversión	Colombia	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Energy RE	Vehículo de inversión	Bermuda	100,00%	100,00%	100,00%
GEBBRAS Participacoes LTDA	Vehículo de inversión	Brasil	100,00%	-	-
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	Vehículo de inversión	Colombia	100,00%	100,00%	-

a) La información financiera registrada respecto a la participación de la Empresa en cada una de las subordinadas se muestra a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Total activos netos de la subordinada	Utilidad o (pérdida) del año	Participación de la Empresa en sus subordinadas	Participación de la empresa en los activos netos de las subordinadas	Participación de la Empresa en la utilidad o (pérdida) del año de las subordinadas
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 3.984.753	$ 132.817	68,05%	$ 2.711.587	$ 90.381
EEB Internacional LTD.	3	-	100,00%	3	-
Contugas SAC.	167.586	(32.906)	67,76%	113.550	(22.298)
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	252.024	12.852	51,00%	128.532	6.555
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	510.411	3.507	95,29%	486.358	3.343
EEB Perú Holdings LTD.	700.441	55.509	100,00%	700.441	55.509
EEB Ingeniería y Servicios S.A	8.147	2.979	100,00%	8.147	2.979
EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C	5.647	(569)	100,00%	5.647	(569)
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	1.351.022	(12.461)	100,00%	1.351.022	(12.461)
EEB Gas SAS	615.389	56.222	100,00%	615.389	56.222
EEB Energy RE	9.396	4.174	100,00%	9.396	4.174
GEBBRAS Participacoes LTDA	274.342	123.405	100,00%	274.342	123.405
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	100,00%	5	-
				6.404.419	307.240
Crédito Mercantil				50.171	-
				$ 6.454.590	$ 307.240

Diciembre 31, 2014

	Total activos netos de la subordinada	Utilidad o (pérdida) del año	Participación de la Empresa en sus subordinadas	Participación de la empresa en los activos netos de las subordinadas	Participación de la Empresa en la utilidad o (pérdida) del año de las subordinadas
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 2.919.513	$ 144.943	68,05%	$ 1.986.701	$ 98.632
EEB Internacional LTD.	3	-	100,00%	3	-
Contugas SAC.	122.267	(78.248)	63,18%	77.241	(49.433)
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	239.505	19.288	51,00%	122.147	9.837
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	384.674	(7.300)	95,29%	366.546	(6.956)
EEB Perú Holdings LTD.	483.727	42.076	100,00%	483.727	42.076
EEB Ingeniería y Servicios S.A	3.594	1.749	100,00%	3.594	1.749
EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C	4.783	(391)	100,00%	4.783	(391)
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	821.163	(189.918)	100,00%	821.163	(189.918)
EEB Gas SAS	622.184	78.210	100,00%	622.184	78.210
EEB Energy RE	3.502	1.625	100,00%	3.502	1.625
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	100,00%	5	-
				4.491.596	(14.569)
Crédito Mercantil				50.171	-
				$ 4.541.767	$ (14.569)

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Empresa ha registrado por diferencia en conversión formando parte del otro resultado integral $ 1.460.495, $ 1.099.360 respectivamente.

Enero 1, 2014

	Total activos netos de la subordinada	Participación de la Empresa en sus subordinadas	Participación de la empresa en los activos netos de las subordinadas
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 2.838.077	68,05%	$ 1.931.285
EEB Internacional LTD.	3	100,00%	3
Contugas SAC.	140.095	75,00%	105.070
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	225.613	51,00%	115.063
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	316.838	95,29%	301.906
EEB Perú Holdings LTD.	349.060	100,00%	349.060
EEB Ingeniería y Servicios S.A	1.210	100,00%	1.210
EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C	-	99,50%	-
EEB Gas SAS	588.756	100,00%	588.756
EEB Energy RE	1.255	100,00%	1.255
			3.393.608
Crédito Mercantil			50.171
			$ 3.443.779

Crédito mercantil

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Transcogas (hoy TGI) (a)	$ 28.087	$ 28.087	$ 28.087
EEB Perú – Holding (b)	22.084	22.084	22.084
	$ 50.171	$ 50.171	$ 50.171

El crédito mercantil se originó por:

a) La adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP (Sociedad fusionada con TGI S.A ESP) en dos operaciones así:

- En junio de 2005 se adquirió 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por $29.179 (USD $12.5 millones a una TRM de $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 febrero de 2011 EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. Ubicada 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).

Los créditos mercantiles descritos anteriormente fueron registrados de acuerdo con el marco contable colombiano aplicable a esa fecha, el cual incluía la amortización acumulada a esa fecha. De acuerdo con la NIIF 1 la empresa acogió la exención que permitida dejar registrados los créditos mercantiles bajo la normatividad anterior, por lo anterior para la adopción de NIIF se incluyeron los valores en libros y se definió que dichos créditos mercantiles tendrían vida útil indefinida y por tanto no están sujetos a amortización.

b) La información financiera resumida con respecto a cada una de las subordinadas se presenta a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Patrimonio
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 1.028.385	$ 9.168.026	$ 182.992	$ 6.028.666	$ 3.984.753
EEB Internacional LTD.	3	-	-	-	3
Contugas SAC.	78.705	1.200.461	30.455	1.081.125	167.586
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	64.874	574.005	85.763	301.092	252.024
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	184.021	1.015.991	303.383	386.218	510.411
EEB Perú Holdings LTD.	708.041	1.785.891	383.351	1.410.140	700.441
EEB Ingenieria y Servicios S.A	136.856	107.189	142.324	93.574	8.147
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	5.709	498	560	-	5.647
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	36.823	3.133.735	17.125	1.802.411	1.351.022
EEB Gas SAS	108.657	507.639	907	-	615.389
EEB Energy RE	36.567	-	27.171	-	9.396
GEBBRAS Participacoes LTDA	70.696	593.221	248.549	141.026	274.342
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	-	-	5

Diciembre 31, 2014

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 701.594	$ 6.671.744	$ 109.600	$ 4.344.226	$ 2.919.512
EEB Internacional LTD.	3	-	-	-	3
Contugas SAC.	113.862	869.139	32.195	828.539	122.267
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	53.204	556.972	76.122	294.550	239.505
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	236.616	662.348	228.372	285.918	384.674
EEB Perú Holdings LTD.	545.940	1.203.413	209.396	1.056.230	483.727
EEB Ingenieria y Servicios S.A	67.933	21.146	13.934	71.551	3.594
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	6.246	417	1.880	-	4.783
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	224.970	2.127.572	12.312	1.523.130	821.163
EEB Gas SAS	115.736	507.639	1.191	-	622.184
EEB Energy RE	16.215	-	12.713	-	3.502
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	5	-	-	-	5

Enero 1, 2014

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Patrimonio
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 821.617	$ 5.035.912	$ 136.604	$ 2.882.848	$ 2.838.077
EEB Internacional LTD.	3	-	-	-	3
Contugas SAC.	70.942	600.530	39.621	491.756	140.095
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	66.179	526.252	170.462	196.356	225.613
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	137.551	428.873	20.000	229.586	316.838
EEB Perú Holdings LTD.	458.359	858.505	145.931	821.873	349.060
EEB Ingenieria y Servicios S.A	54.193	2.761	432	55.312	1.210
EEB Gas SAS	109.325	480.432	1.001	-	588.756
EEB Energy RE	7.663	-	6.408	-	1.255

Diciembre 31, 2015

	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 1.352.774	$ 132.817	$ -	$ 132.817	$ -
Contugas SAC.	205.133	(32.906)	(4.828)	(37.734)	-
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	362.874	12.852	(404)	12.448	-
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	37.293	3.507	515	4.022	-
EEB Perú Holdings LTD.	1.538.597	55.509	8.145	63.654	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	10.007	2.979	437	3.416	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	4.476	(519)	(120)	(639)	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.	41.215	(12.461)	(7.812)	(20.273)	-
EEB Gas SAS	60.013	56.222	-	56.222	63.017
EEB Energy RE	6.156	4.174	612	4.786	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	207.744	123.405	(2.495)	120.910	-

Diciembre 31, 2014

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	$ 1.102.547	$ 144.943	$ -	$ 144.943	$ 440.005
Contugas SAC.	213.199	(78.248)	(15.323)	93.571	-
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	318.475	19.288	(6.551)	12.737	-
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	10.934	(7.300)	(1.429)	(8.729)	-
EEB Perú Holdings LTD.	1.049.816	42.076	8.239	50.315	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	3.285	1.749	326	2.075	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	7.039	(391)	(77)	(468)	-
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.	48.247	(189.918)	8.294	(181.624)	-
EEB Gas SAS	83.122	78.210	-	78.210	44.781
EEB Energy RE	2.459	1.625	318	1.943	-

El objeto social y otra información relevante de las principales subordinadas es el siguiente:

TGI S.A. E.S.P. – La Empresa fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio 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.

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

El 2 de marzo de 2011 se emitieron 36.355.426 acciones a nombre de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (Compañía de España) correspondiente al 31,92% del capital social de TGI.

Con la incorporación del nuevo inversionista la participación de EEB en TGI pasó al 66,90% manteniendo así el control accionario y administrativo.

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

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

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

El incremento en el número de acciones en circulación del año 2012 al 2011, corresponde a la capitalización de la prima en colocación de acciones por un valor de $426.433 millones.

En el 2013 CVCI fue adquirido por The Rohatyn Group (TRG) que es un fondo de capital privado fundado en el año 2002, enfocado en inversiones en mercados emergentes y registrado ante la Comisión Bursátil (SEC) en los Estados Unidos de América.

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 marzo 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 constituyo 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.

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.

DECSA S.A. E.S.P. – Con el objeto de participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional puso a la venta, el 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (DECSA), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones. DECSA resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.), por $218.332.

TRECSA S.A. – El 8 de febrero de 2010 se constituyó bajo las leyes Guatemaltecas la Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (TRECSA) como encargada de cumplir los requerimientos de la licitación PET-1-2009 adjudicada a EEB el 21 de enero de 2010. El proyecto consiste en seis lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, con un total de 850 Kms de líneas de transmisión de 230 kv y 24 obras que comprenden la realización de los

diseños, construcción, operación y explotación comercial de activos de transmisión de energía eléctrica y construcción de subestaciones para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país.

EEB Perú Holding Ltd. - El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones del Fondo Ashmore en Calidda (Perú) y en Promigás (Colombia).

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

Adicionalmente, EEB en conjunto con Corficolombiana, FCP Corredores y FCP Correval, adquirieron el 30%, 20,3% y 47,9% y 1,8%, respectivamente, de AEI 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.

El cierre de las operaciones de compra de Promigás y Cálidda se realizó el 10 y 14 de febrero de 2011, con los pagos efectuados por EEB por US$237,862,830 y US$111,240,000, respectivamente.

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.

EEB GAS S.A.S. - 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 EEBGAS LTD y nacionalizar la inversión. El 21 de febrero de 2013 se hizo efectiva la fusión entre EEBGAS LTD y EEB GAS S.A.S.

EEB Ingeniería y Servicios S.A. - El 20 de enero de 2011 en su sesión No. 1470 la Junta Directiva de la Empresa, autorizó la constitución de la filial EEB Ingeniería y Servicios S.A. (EEBIS GT) cuyo domicilio principal es Guatemala.

EEB Ingeniería y Servicios Perú SAC. - El 25 de Junio de 2013 se constituyó EEB Ingeniería y Servicios Perú SAC. (EEBIS PE), 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.

EEB Energy RE LTD - El 7 de Enero de 2013 se constituyó EEB Energy RE LTD. con domicilio es Islas Bermudas, cuyo propósito es la negociación global de los seguros del Grupo y con un aporte inicial de USD$120.000.

Empresa de Movilidad de Bogotá SAS - El 26 de febrero de 2014 se constituyó la sociedad Empresa de Movilidad de Bogotá SAS la cual está destinada al transporte masivo de pasajeros

de carga u otras modalidades. El aporte inicial fue de $5 y la Empresa posee el 100% del capital.

GEBBRAS Participações Ltda- En agosto de 2015, la Empresa formalizó la adquisición de una participación del 51% en cuatro concesiones de transmisión de energía eléctrica en Brasil: Transenergia Renovável SA, Transenergia Sao Paulo SA, Goiás Transmissão, S.A. y MGE Transmissão, S.A. El importe de la operación llegó a 547.98 millones de reales brasileños (US $ 157,9 millones).

Las cuatro concesiones adquiridas por la Sociedad se adjudicaron mediante un concurso público en 2008 y 2009 por 25 años. La longitud de las líneas es de 1.094 kilómetros y se componen de activos con niveles de voltaje de 500, 345, 230 y 138 kV ubicadas en los siguientes estados: Espíritu Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais y Sao Paulo.

14. INVERSIONES EN ASOCIADAS

Detalles de asociadas - Las asociadas de la Entidad se detallan a continuación:

Nombre de la asociada	Actividad Principal	Lugar de constitución y operaciones	Tipo	Proporción de participación accionaria y poder de voto Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
Emgesa SA ESP	Energía	Colombia	Ordinaria	37,44%	37,44%	37,44%
Emgesa SA ESP	Energía	Colombia	Preferencial	14.07%	14.07%	14.07%
Codensa SA ESP	Energía	Colombia	Ordinaria	36,36%	36,36%	36,36%
Codensa SA ESP	Energía	Colombia	Preferencial	15,15%	15,15%	15,15%
Consorcio Transmantaro S.A.	Energía	Perú	Ordinaria	40,00%	40,00%	40,00%
Red de Energía del Perú SA	Energía	Perú	Ordinaria	40.00%	40.00%	40.00%
Gas Natural SA ESP	Gas	Colombia	Ordinaria	24,99%	24,99%	24,99%
EMSA	Energía	Colombia	Ordinaria	16,23%	16,23%	16,23%

El Registro de estas inversiones se efectúa aplicando el método del Costo de acuerdo con NIC 27.

La información financiera registrada respecto en la Empresa respecto a cada una de las asociadas se muestra a continuación

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Emgesa SA ESP	$ 2.993.152	$ 2.993.152	$ 2.993.152
Codensa SA ESP	1.623.520	1.623.520	1.623.520
Consorcio Transmantaro	288.944	269.927	269.927
Red de Energía del Perú SA	137.632	137.632	137.632
Gas natural SA ESP	324.518	324.518	324.518
Electrificadora del Meta SA ESP	38.443	38.443	38.443
Total	$ 5.406.209	$ 5.387.192	$ 5.387.192

El 15 de agosto del 2015, la compañía capitalizó la cuentas por cobrar que tenía al Consorcio Trasnmantaro por $19.017 millones de pesos.

El objeto social y otra información relevante de las principales Compañías asociadas 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 2015 y 2014, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., tiene 76.710.851 acciones de las cuales 20.952.601corresponden 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 2015 y 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.

Consorcio 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 obligaciones - 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. El 15 de octubre del 2015, la compañía capitalizo esta inversión por $19.017 millones de pesos

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.

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.

El siguiente es el detalle de los dividendos recibidos

	2015	2014
Emgesa SA ESP	$ 97.751	$ 822.548
Codensa SA ESP	41.040	460.699
Gas natural SA ESP	10.005	119.877
Red de Energía del Perú SA	27.821	11.166
Electrificadora del Meta SA ESP	6.802	6.794
Total	$ 183.419	$ 1.421.084

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Costo	$ 751.100	$ 589.839	$ 454.823
Depreciación Acumulada	(29.133)	(14.008)	-
	$ 721.967	$ 575.831	$ 454.823

Costo	Terrenos	Construcciones en curso	Edificaciones	Plantas y ductos	Redes, líneas y cables	Maquinaria y equipo	Muebles enseres y equipo de oficina	Equipo de comunicación y computación	Equipo de transporte	Otros menores	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 7.465	$ 101.734	$ 51.632	$ 90.339	$ 196.631	$ 2.733	$ 378	$ 3.491	$ 396	$ 24	$ 454.823
Adiciones	3.892	140.932	2.500	19.541	2.059	118	158	103	-	12	169.315
Retiros	(831)	(32.953)	-	(333)	-	(117)	(11)	(11)	(43)	-	(34.299)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.526	209.713	54.132	109.547	198.690	2.734	525	3.583	353	36	589.839
Adiciones	193	43.650	3.470	89.975	22.429	2.147	5	1.306	-	-	163.175
Retiros	-	-	(55)	(2.827)	-	-	-	-	(61)	-	(2.943)
Otros	-	1.029	-	-	-	-	-	-	-	-	1.029
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 10.719	$ 254.392	$ 57.547	$ 196.695	$ 221.119	$ 4.881	$ 530	$ 4.889	$ 292	$ 36	$ 751.100

Depreciación Acumulada	Edificaciones	Plantas y ductos	Redes, líneas y cables	Maquinaria y equipo	Muebles enseres y equipo de oficina	Equipo de comunicación y computación	Equipo de transporte	Otros menores	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Retiro	-	81	-	21	3	365	20	-	490
Gasto por depreciación	(2.208)	(5.155)	(5.290)	(385)	(175)	(1.106)	(169)	-	(14.488)
Otros	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(2.208)	(5.074)	(5.290)	(364)	(172)	(741)	(149)	(10)	(14.008)
Retiro	-	167	-	23	-	173	51	16	430
Gasto por depreciación	(2.287)	(6.131)	(5.728)	(469)	(56)	(787)	(63)	(18)	(15.539)
Otros	-	(16)	-	-	-	-	-	-	(16)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ (4.495)	$ (11.054)	$ (11.018)	$ (810)	$ (228)	$ (1.355)	$ (161)	$ (12)	$ (29.133)

Las vidas útiles que se utilizan para el cálculo de la depreciación son:

	Transmisión de electricidad
Edificaciones	50
Plantas, ductos	10 - 40
Redes, líneas y cables	40 - 63
Maquinarias y equipos	10
Muebles enseres y equipo de oficina	10
Equipos de comunicación y computación	10 - 5
Equipo de transporte	5
Otros equipos	10

16. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Terrenos – No explotados	$ 163.792	$ 163.792	$ 163.804
Edificios – No explotados	54.105	54.105	54.105
Depreciación acumulada edificios	(3.526)	(1.763)	-
	$ 214.371	$ 216.134	$ 217.909

Costo	Terrenos	Edificios	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 163.804	$ 54.105	$ 217.909
Retiros	(12)	-	(12)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	163.792	54.105	217.897
Adiciones	-	-	-
Retiros	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 163.792	$ 54.105	$ 217.897
Depreciación acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2014	$ -	$ -	$ -
Adiciones	-	(1.763)	(1.763)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	$ -	$ (1.763)	$ (1.763)
Adiciones	-	(1.763)	(1.763)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ -	$ (3.526)	$ (3.526)

Todas las propiedades de inversión de la Empresa se mantienen bajo pleno dominio.

En la fecha de adopción la Empresa registró el valor razonable de sus elementos de propiedades de inversión como costo atribuido. A la fecha de reporte el saldo registrado no difiere significativamente del valor razonable.

17. ACTIVOS INTANGIBLES

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Importe en libros de:			
Servidumbres	$ 2.155	$ 710	$ 748
Software y licencias	2.542	2.870	1.643
	$ 4.697	$ 3.580	$ 2.391

Costo	Servidumbres	Software y licencias	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 748	$ 1.643	$ 2.391
Adiciones	-	2.122	2.122
Saldo al 31 de diciembre de 2014	748	3.765	4.513
Adiciones	1.485	269	1.754
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 2.233	$ 4.034	$ 6.267
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2014	$ -	$ -	$ -
Adiciones	(38)	(895)	(933)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(38)	(895)	(933)
Adiciones	(40)	(597)	(637)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(78)	(1.492)	(1.570)
	$ 2.155	$ 2.542	$ 4.697

Las vidas útiles que se utilizan para el cálculo de la amortización, son:

Licencias	10 años
Servidumbres	30 años

18. PASIVOS FINANCIEROS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	1 de enero de 2014
Bonos de deuda pública (1)	6.125% SV	10/11/2021	$ 2.359.634	$ 1.792.786	$ 1.444.805
Corporación Andina de Fomento CAF (2)	Libor + 1.6%	30/05/2020	156.726	152.434	188.169
Intereses	-	-	65.468	49.766	12.586
Arrendamientos financieros	-	-	12.028	12.730	13.350
			$ 2.593.856	$ 2.007.716	$ 1.658.910
Corriente			$ 65.659	$ 50.118	$ 23.893
No corriente			2.528.197	1.957.598	1.635.017
			$ 2.593.856	$ 2.007.716	$ 1.658.910

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014, la empresa tiene por costos emisión por amortizar la cantidad de $ 66, 448 y 534 .

(1) ***Emisión de bonos*** – El 7 de octubre de 2011 en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No. 061 se autorizó realizar la emisión de bonos bajo la regla 144A Regulación S, para ejercer el call del bono emitido por EEB International Ltd. en octubre de 2007, por un monto de USD$610 millones sin incrementar el endeudamiento externo de la Empresa.

El 3 de noviembre de 2011 la Empresa realizó la colocación de los bonos en el mercado internacional por USD$610 millones, 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)

a) Covenants emisión bonos bajo la regla 144A Regulación S – EEB adquirió los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades, bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión:

- 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.

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., Trecsa S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S. y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrían 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 es calificada con grado de inversión por al menos dos calificadoras de riesgo.

El pasado 28 de octubre de 2014, Fitch Ratings ("Fitch") elevó la calificación crediticia internacional de EEB a 'BBB' desde 'BBB-', y afirmó la calificación local en 'AAA' con perspectiva estable. Según Fitch, la acción de calificación refleja la estabilidad del flujo de caja de la empresa, así como su fuerte posición de negocios, apalancamiento moderado con tendencia hacia la mejora y su sólida posición de liquidez.

La agencia Moody's elevó el 4 de septiembre de 2015, la calificación crediticia de la deuda corporativa de Empresa de Energía de Bogotá ESP S.A. desde Baa3 a Baa2, lo que representa una escala superior dentro del grado de inversión. Adicionalmente, Moody's mantiene la perspectiva estable.

En su comunicado, Moody's destaca la solvencia crediticia de EEB y una alta probabilidad de apoyo extraordinario del Distrito de Bogotá. La mejora en la calificación refleja la expansión prudente en los planes de crecimiento del Grupo y reconoce los beneficios de la reciente adquisición en Brasil. También resalta los avances en el proyecto de Guatemala y la próxima entrada en operación del proyecto Quimbo del Grupo Enel antes de finalizar este año. En síntesis, la calificación muestra la fortaleza financiera gracias a la naturaleza regulada de EEB y sus compañías subsidiarias en los mercados en donde operan.

Por su parte, el pasado 3 de septiembre de 2015 Standard and Poor's ("S&P") mantuvo la calificación grado de inversión BBB- a Empresa de Energía de Bogotá, pero cambió la perspectiva de estable a negativa, dadas las condiciones macroeconómicas, la volatilidad de los mercados y la aguda depreciación del peso colombiano en el último año. La agencia calificadora Standard & Poor's resaltó el bajo riesgo de negocio y la diversificación geográfica en segmentos de negocio lo que le permite a EEB contar con una generación de caja predecible y estable en el futuro.

(2) ***Corporación Andina Fomento CAF EEB*** – 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 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.

19. CUENTAS POR PAGAR

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Dividendos y participaciones por pagar (1)	$ 459.194	$ 1.101.190	$ 298
Comisiones, honorarios, servicios	14.437	10.416	10.216
Cuentas por pagar proveedores - Bienes y servicios	4.427	7.018	849
Otros acreedores	2.547	1.149	1.318
Aportes a seguridad social y parafiscales	1.104	280	791
Anticipos recibidos	936	936	403
	$ 482.645	$ 1.120.989	$ 13.875
Corriente	$ 482.645	$ 1.120.989	$ 13.875
	$ 482.645	$ 1.120.989	$ 13.875

(1) Incluye dividendos por pagar según detalle:

De acuerdo a lo establecido en Acta 71 del 6 de julio de Asamblea General de Accionista se resolvió liberar reservas ocasionales (proyectos de expansión) con el fin de decretar dividendos extraordinarios por acción en circulación por $ 458.852.

Para el año 2014 y 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

20. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

La siguiente es la composición de los beneficios a empleados de la Empresa de Energía de Bogotá en el estado de situación financiera en los periodos Enero 1° y diciembre 31 de 2014 y diciembre 31 de 2015.

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Beneficios de corto plazo (a)	$ 9.009	$ 7.403	$ 5.538
Beneficios definidos (b)	-	-	-
Plan de pensiones de Jubilación neto	89.874	96.912	90.102
Beneficios complementarios	36.665	36.020	34.997
	$ 135.548	$ 140.335	$ 130.637
Corriente	$ 38.598	$ 37.422	$ 35.286
No corriente	96.950	102.913	95.351
	$ 135.548	$ 140.335	$ 130.637

a. ***Beneficios a empleados de corto plazo*** - Atendiendo los acuerdos convencionales pactados y la legislación laboral vigente, la Empresa reconoce los beneficios a empleados de corto plazo que incluyen las prestaciones sociales causadas, la bonificación por desempeño, la mesadas pensionales y salarios pendientes de pago, y la estimación de cuotas partes pensionales por pagar por el periodo corriente a favor de sus empleados y pensionados.

Salarios	$ 41	$ 2	$ -
Prestaciones sociales	3.863	2.940	1.863
Bonificaciones	2.873	2.457	2.018
Cuotas Partes Pensionales y otros	2.232	2.004	1.657
Beneficios a empleados de corto plazo	$ 9.009	$ 7.403	$ 5.538

b. ***Beneficios definidos***

Plan Pensión de Jubilación - De acuerdo con los acuerdos convencionales pactados con el sindicado de trabajadores, la Empresa tiene reconocido es sus estados financieros las obligaciones por el plan de beneficios por retiro pensiones de jubilación para los empleados que cumplieron con los requisitos de edad y tiempo de trabajo en la compañía.

Actualmente este beneficio sólo es reconocido a los empleados que cumplieron con los requisitos exigidos, es decir, los empleados actuales no tienen el reconocimiento de este beneficio directamente por la Empresa y en concordancia con la ley pensional colombiana solo podrán acceder a este beneficio a través de una administradora de fondos de pensiones.

Las hipótesis actuariales significativas para la determinación de la obligación definida son la tasa de descuento, el incremento salarial esperado y la mortalidad. El valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas se calcula utilizando el método de crédito

unitario proyectado a finales del periodo del que se reporta, el cual es el mismo que el que se aplicó en el cálculo del pasivo por obligaciones definidas reconocidas en el estado de situación financiera.

Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

Los supuestos principales usados para propósitos de las valuaciones actuariales de pensiones de jubilación son las siguientes:

	2015 %	2014 %
Tasa(s) de descuento	9.0%	7.6%
Tasa(s) esperada de incremento salarial	3.5%	3.0%
Retorno esperado sobre los activos del plan	11.767	12.731
Gasto de intereses plan de pensiones	(16.672)	(16.661)
Beneficiarios del plan de pensiones	1.676	1.781

Análisis de sensibilidad

Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos		
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	256.554	276.743
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	237.023	254.456
Tasa de inflación - 50 puntos básicos	235.798	253.247
Tasa de inflación + 50 puntos básicos	257.817	277.977
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)		
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	8,05	8,54
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	7,79	8,25

Los importes reconocidos en estado de situación financiero por los planes de beneficios definidos, son:

Pensiones de jubilación		
Cálculo actuarial pensiones año anterior	$ 261.159	$ 263.385
Gasto financiero	19.248	19.313
Pagos realizados durante el periodo	(25.966)	(27.150)
Otros resultados integrales	(11.731)	5.611
Obligación por beneficios al final del periodo	$ 242.710	$ 261.159

Los activos de los planes de pensiones se mantienen separados de los activos de la Entidad en patrimonios autónomos, bajo el control de las fiduciarias Fiducolombia y Fiduprevisora quienes administran estos recursos y realizan los pagos al personal pensionado, en la medida en que se requiera anualmente la Empresa realiza nuevos aportes a estos

patrimonios autónomos. La vigencia de los contratos es de cinco (5) años, y fueron renovados durante el 2012 bajo las mismas condiciones.

El valor razonable de los instrumentos de capital y de deuda que componen el plan activo del plan de pensiones se actualizan con base en precios de mercado cotizados en mercados activos.

El rendimiento real de los activos del plan asciende a $10.587 millones y $14.444 millones en 2015 y 2014, respectivamente.

	2015	2014
Plan activo de pensiones		
Valor razonable de los activos del plan	$ 164.247	$ 173.283
Ingreso por intereses	11.578	12.371
Pagos realizados durante el periodo	(25.966)	(27.150)
Aportes realizados	4.420	3.670
Otros resultados integrales	(1.443)	2.073
Plan activo al final del periodo	$ 152.836	$ 164.247

La remedición del pasivo por beneficios definidos neto se incluye en los otros resultados integrales.

El pasivo presentado en el estado de situación financiera, corresponde al valor neto entre el valor neto de obligación por el beneficio de pensiones calculado anualmente por una actuario independiente usando el método de unidad de crédito proyectado, menos el valor razonable de los activos destinados a cubrir dichas obligaciones, que incluyen los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios prestados.

Plan de pensiones neto		
Remedición del pasivo por beneficios definidos neto:		
Saldo inicial del plan de pensiones (neto)	$ 96.912	$ 90.102
Neto Gasto / (ingreso) definido en el plan	7.670	6.942
Aportes al plan de pensiones	(4.420)	(3.671)
Otros resultados integrales	(10.288)	3.539
Plan de pensiones neto	$ 89.874	$ 96.912

Las movimientos de pérdidas o ganancias actuariales surgen de los ajustes basados en la experiencia del actuario y afectan otros resultados integrales, así mismo los cambios en los supuestos actuariales para los beneficios post empleo y del plan activo de pensiones, se cargan o abonan como gastos e ingresos financieros durante el período. Los pagos realizados durante el año por este beneficio amortizan el saldo de la obligación y los activos del plan.

El costo del servicio actual y el gasto financiero neto del año se incluyen en el gasto de beneficios a empleados en el estado de resultados.

Pensiones de jubilación		
Costo por intereses	$ 19.248	$ 19.313
Ingresos financieros activos	(11.768)	(12.371)
Otros resultados integrales pasivo	(11.731)	5.611
Otros resultados integrales activo	(1.443)	2.073
Efecto en estado de resultados	$ (5.694)	$ 14.626

Planes de beneficios complementarios - De acuerdo con los acuerdos convencionales extralegales, la Empresa otorga a sus empleados activos y pensionados, beneficios de atención médica, gastos del hogar (subsidio de energía) y auxilios para educación. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando la metodología de los planes de beneficios por retiro.

Las ganancias y pérdidas actuariales de los ajustes por la experiencia del actuario y los cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales y como gastos e ingresos financieros por actualización de las obligaciones durante el período en el que se causan.

Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

De acuerdo con el acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010, la Empresa clasificó como beneficios complementarios los beneficios de Salud y Educación y los beneficios de recreación y gastos del hogar se clasificaron como contingencias por litigios.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos de pensiones de jubilación.

Beneficios de largo plazo - La retroactividad de las cesantías, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990, y consiste en reconocer esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado, en EEB sólo 9 trabajadores tiene contratos de trabajo en estas condiciones.

De acuerdo con los acuerdos convencionales extralegales la Empresa otorga a algunos de sus empleados un beneficio relacionado con el tiempo de servicio denominado quinquenio. Los quinquenios son reconocidos en proporción al tiempo de servicios así:

- 40 días de sueldo por los primeros 5 años de servicio
- 77 días de sueldo por 10 años de servicio
- 110 días de sueldo por 15 años de servicio

- 145 días de sueldo por 20 años de servicio
- 200 días de sueldo por 25 años de servicio

Análisis de sensibilidad beneficios complementarios y largo plazo

	Beneficios complementarios y de largo plazo			
Año 2015	**Salud**	**Educación**	**Cesantías retroactivas**	**Quinquenios**
Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	37.348	173	102	281
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	34.964	168	98	265
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	6,68	2,55	4,36	5,58
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	6,5	2,52	4,27	5,51

	Beneficios complementarios y de largo plazo			
Año 2014	**Salud**	**Educación**	**Cesantías retroactivas**	**Quinquenios**
Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	35.672	825	89	733
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	33.220	793	85	700
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	7,22	4,00	5,04	4,59
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	7,02	3,94	4,94	4,50

El importe incluido en los estados de posición financiera que surge de la obligación de la Entidad respecto a los cálculos actuariales por beneficios complementarios y de largo plazo es el siguiente:

	Beneficios complementarios y de largo plazo				
	Salud	**Educación**	**Cesantías retroactivas**	**Quinquenios**	**Total**
Saldo 01 de enero 2014	$ 32.209	$ 2.007	$ 483	$ 298	$ 34.997
Coste financiero	2.299	136	36	22	2.493
Beneficios pagados, neto	(3.792)	-	-	(45)	(3.837)
Pérdidas/(Ganancias) Actuariales	3.691	(1.334)	(432)	442	2.367
Saldo al 31 de diciembre 2014	34.407	809	87	717	36.020
Coste financiero	2.482	57	6	53	2.598
Coste corriente del periodo	-	-	3	43	46
Beneficios pagados, neto	(3.803)	-	-	(218)	(4.021)
Pérdidas/(Ganancias) actuariales	3.035	(695)	4	(322)	2.022
Saldo 31 de diciembre 2015	$ 36.121	$ 171	$ 100	$ 273	$ 36.665

	2015	2014
Conciliación otro resultados integrales:		
Beneficios definidos	$ 8.266	$ (5.906)
Otros pasivos	4.525	4.006
	$ 12.791	$ (1.900)

21. PASIVO POR IMPUESTOS

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Retenciones por pagar	$ 2.072	$ 1.653	$ 3.882
Impuesto sobre el patrimonio	-	-	19.607
Impuesto a las ventas	(107)	572	710
Impuesto de Renta y CREE	3.546	56.970	476
Impuesto Industria y Comercio	1.462	1.685	1.173
	$ 6.973	$ 60.880	$ 25.848
Corriente	$ 6.973	$ 60.880	$ 25.848
	$ 6.973	$ 60.880	$ 25.848

22. OTRAS PROVISIONES

Cuotas partes pensionales	$ 3.722	$ 4.011	$ 4.614
Provisión para contingencias	110.064	44.998	44.308
	$ 113.786	$ 49.009	$ 48.922
No corriente	$ 113.786	$ 49.009	$ 48.922
	$ 113.786	$ 49.009	$ 48.922

	Cuotas partes pensionales	Provisión para contingencias	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 4.614	$ 44.308	$ 48.922
Adiciones	-	690	690
Disminuciones, bajas y/o amortizaciones	(603)	-	(603)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	4.011	44.998	49.009
Adiciones (1)	-	65.066	65.066
Disminuciones, bajas y/o amortizaciones	(289)	-	(289)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 3.722	$ 110.064	$ 113.786

(1) Ver Nota 38

23. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON OPERACIONES QUE CONTINUAN

Para el año fiscal 2015, la Compañía está sujeta al impuesto sobre la renta a una tasa del 39% aplicable sobre la renta imponible, compuesta por 25% representado por impuesto sobre la renta y el 14% representado por el impuesto CREE complementaria. Durante el año 2014 la Compañía estaba sujeta al impuesto sobre la renta a una tasa del 34% aplicable sobre la renta imponible, compuesto por 25% representado por impuesto sobre la renta y el 9% representado por el impuesto CREE complementaria.

Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) - El artículo 20 de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 creo 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.

Las disposiciones fiscales aplicables a la compañía estipulan que la tarifa aplicable al impuesto sobre la renta para los años 2014 y 2015 es del 25% y el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE es del 9%, respectivamente. Asimismo se establece una sobretasa del impuesto CREE del 5% para compañías cuya utilidad sea igual o superior a $800 millones.

De conformidad con el artículo 165 de la Ley 1607 de 2012, las bases fiscales deben permanecer inalteradas durante los (4) años posteriores a la entrada en vigencia de los nuevos marcos técnicos normativos. Las bases fiscales se determinan de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Decreto 2548 de 2014; es decir, siguiendo las disposiciones fiscales y todas las remisiones, expresas o tacitas, a las normas contables. Estas últimas deben entenderse hechas para aspectos tributarios, a los Decretos 2649 y 2650 de 1993, o a los planes únicos de cuenta según corresponda a cada superintendencia o a la Contaduría General de la Nación.

		2014	
	2015	31 de diciembre	1 de enero
Activos por impuestos			
Impuestos sobre la renta (saldo a favor)	$ 19.575	$ -	$ 7.634
Impuestos prepagados	3.739	1.923	1.393
	$ 23.314	$ 1.923	$ 9.027
Pasivo por impuesto			
Retenciones por pagar	$ 2.072	$ 1.653	$ 3.882
Impuesto sobre el patrimonio	-	-	19.607
Impuesto de Renta y CREE	3.546	56.970	476
	$ 5.618	$ 58.623	$ 23.965

Impuesto a la renta reconocido en ganancias o pérdidas

	2015	2014
Impuesto corriente		
Con respecto al año actual	$ 11.089	$ 79.898
Impuesto diferido	-	-
Con respecto al año actual	8.754	6.393
Total gasto de impuestos relacionado con operaciones que continua	$ 19.843	$ 86.291

La conciliación entre la utilidad antes de impuestos y la renta líquida gravable por el año 2015 y 2014 es la siguiente:

Ganancias antes de impuestos bajo NCIF	$ 340.344	$ 1.291.351
Ajustes y reclasificaciones derivados de la aplicación del Nuevo Marco Técnico Contable NCIF	(1.074.699)	(233.051)
Ganancias (pérdidas) antes de impuestos	(734.355)	1.058.300
Efecto de los ingresos que están exentos de impuestos	-	(13.989)
Efecto de gastos que no son deducibles al determinar la ganancia gravable	1.082.507	634.173
Ingresos no fiscales reconocidos en la utilidad	(283.226)	(292.130)
Deducciones fiscales	(36.644)	(170.568)
Efectos de ingresos no constitutivos de renta o ganancia ocasional	(235.901)	(1.890.728)
Efecto ingresos fiscales no reconocidos en la contabilidad	98.370	878.941
Base gravable de impuestos	$ (109.249)	$ 203.999,
Gasto por impuesto a las ganancias 25% - 2015 - 2014	$ -	$ 51.000
Base Gravable CREE – año 2015 base presuntiva – (2014 ordinaria).	79.494	321.088
Gasto del impuesto a CREE 9% 2015 (2014 9%)	7.154	28.898
Base gravable sobretasa CREE 5%2015 base presuntiva, 2014 no aplica.	78.694	-
Gasto por sobretasa CREE	3.935	-
Total impuesto a las ganancias y CREE	$ 11.089	$ 79.898

La tasa de impuestos efectiva para el 2015 y las conciliaciones de 2014 representan la tasa de impuestos de 5.83% para el 2015 y 6,68% para el 2014.

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 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

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 en sociedades del exterior 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, aduanero y cambiario.

Saldos de impuestos diferidos – A continuación se presenta el análisis de los activos/ pasivos del impuesto diferido presentados en los estados financieros de situación financiera:

		2014	
	2015	**31 de diciembre**	**1 de enero**
Impuesto diferido activo	$ 117.158	$ 84.843	$ 69.146
Impuesto diferido pasivo	(174.411)	(133.341)	(111.251)
Total	$ (57.253)	$ (48.498)	$ (42.105)

31 de diciembre de 2015	**Saldo inicial diciembre 31, 2014**	**Reconocido en los resultados**	**Saldo de cierre**
Impuesto diferido (pasivo) / activo relacionado con:			
Instrumentos financieros de largo plazo	$ 277	$ (277)	$ -
Inversiones en controladas	(55.627)	(31.941)	(87.568)
Cuentas por cobrar empleados	542	18	560
Cuotas partes pensionales	5.600	716	6.316
Inventarios	992	(695)	297
Propiedad, planta y equipos	(40.831)	(9.655)	(50.486)
Propiedades de inversión - Terrenos	(34.176)	599	(33.577)
Otros activos no financieros	310	(16)	294
Costo amortizado CAF (DB)	(1.890)	(59)	(1.949)
Contratos Leasing Adquisiciones y reparaciones	3.992	(103)	3.889
Prestaciones sociales	276	(146)	130
Provisión impuestos de industria y comercio	573	(76)	497
Provisiones	10.504	(486)	10.018
Beneficios a empleados	11.973	365	12.338
Cálculo actuarial pensiones	8.946	(6.494)	2.452
Desmantelamiento de activos	79	269	348

31 de diciembre de 2015	Saldo inicial diciembre 31, 2014	Reconocido en los resultados	Saldo de cierre
Pérdidas fiscales	39.961	39.227	79.188
Total	$ (48.499)	$ (8.754)	$ (57.253)

31 de diciembre de 2014	Saldo inicial Enero 1, 2014	Reconocido en los resultados	Saldo de cierre
Instrumentos financieros de largo plazo	$ 292	$ (15)	$ 277
Inversiones en controladas	(39.796)	(15.831)	(55.627)
Cuentas por cobrar empleados	375	167	542
Cuotas partes pensionales	-	5.600	5.600
Inventarios	992	-	992
Propiedad, planta y equipos	(33.806)	(7.025)	(40.831)
Propiedades de inversión	(34.776)	600	(34.176)
Otros activos no financieros	326	(16)	310
Costo amortizado deuda	(1.730)	(160)	(1.890)
Contratos leasing	4.083	(91)	3.992
Prestaciones sociales	267	9	276
Provisión impuestos de industria y comercio	399	174	573
Provisiones	11.929	(1.425)	10.504
Beneficios a empleados	11.633	340	11.973
Cálculo actuarial pensiones	9.601	(655)	8.946
Desmantelamiento de activos	-	79	79
Pérdidas fiscales	28.106	11.855	39.961
Total	$ (42.105)	$ (6.394)	$ (48.499)

Los años gravables 2013, 2012 y 2011 no han sido objeto de fiscalización y están abiertos para revisión de las autoridades fiscales, la declaración de renta del año 2015 deberá presentarse en abril del 2016.

El ordenamiento tributario de Colombia no establece fechas de vencimientos sobre las pérdidas fiscales.

Precios de trasferencia - En la medida en que las Empresas Colombianas realizan operaciones con compañías vinculadas al exterior, se encuentra sujeta a las regulaciones, que con respecto a precios de transferencia, fueron introducidas en Colombia con las leyes 788 de 2002 y 863 de 2003. Por tal razón, la Empresa realizó un estudio técnico sobre las operaciones efectuadas durante el 2014 concluyendo que no existen condiciones para afectar el impuesto de renta de ese año.

A la fecha, la Empresa no ha completado el estudio técnico por las operaciones realizadas con vinculados del exterior durante el período 2015; sin embargo, la administración ha revisado y considera que las operaciones tuvieron un comportamiento similar a las realizadas durante el

año 2014, por lo cual se considera que no existirá un impacto de importancia en la declaración del renta del periodo 2015.

24. OTROS PASIVOS

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Ingresos recibidos por anticipado	$ 1.654	$ 1.799	$ 1.944
Desmantelamiento de activos	1.020	230	-
No corriente	$ 2.674	$ 2.029	$ 1.944

25. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

a. Administración del riesgo de capital

La Empresa administra su capital para asegurar que estará en capacidad de continuar como negocio en marcha mientras que maximizan el rendimiento a sus accionistas a través de la optimización de los saldos de deuda y capital.

La estructura de capital consiste en la deuda neta (los préstamos compensados por saldos de efectivo y bancos) y el capital de la Entidad (compuesto por capital social emitido, reservas y utilidades acumuladas.

La Junta Directiva de la Empresa revisa la estructura de capital de la Entidad sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, el comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital. La Entidad tiene un índice de endeudamiento especificado de 15% - 22% determinado como la proporción de la deuda neta y el capital. El índice de endeudamiento al 31 de diciembre de 2015 de 21,5% (ver abajo) estuvo en la parte final más alta del rango meta.

- *Índice de endeudamiento*

El índice de endeudamiento del periodo sobre el que se informa es el siguiente:

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero 2014
Deuda (i)	$ 2.593.856	$ 2.007.716	$ 1.658.910
Efectivo y bancos	120.478	280.179	204.423
Deuda neta	$ 2.473.378	$ 1.727.537	$ 1.454.487
Capital contable (ii)	$ 11.482.890	$ 10.141.125	$ 9.558.269
Índice de deuda neta a capital contable	21,5 %	17,0 %	15,2 %

(i) La deuda se define como préstamos a largo y corto plazo (excluyendo los derivados y los contratos de garantía financiera).

(ii) El capital contable incluye todas las reservas y el capital social de la Entidad que son administrados como capital.

b. Categorías de instrumentos financieros

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Activos			
Efectivo y equivalentes	$ 120.478	$ 280.179	$ 204.423
Activos financieros	56.212	178.298	146.267
Cuentas por cobrar	29.921	23.948	20.729
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.478.613	1.768.177	896.679
Pasivos			
Pasivos financieros	2.593.856	2.007.716	1.658.910
Cuentas por pagar	482.645	1.120.989	13.875
Cuentas por pagar a relacionadas	499.901	146.011	1.558

c. Objetivos de la administración del riesgo financiero

La Empresa monitorea de forma continua la exposición a los riesgos financieros, donde se analizan las exposiciones netas y la magnitud de los mismos, con el objetivo de gestionarlos de manera oportuna.

Como parte del sistema de administración de riesgos, la Empresa evalúa diferentes estrategias de mitigación, dentro de las cuales se encuentran tanto coberturas naturales como coberturas financieras. En el uso de coberturas financieras la Empresa busca minimizar los efectos de estos riesgos mediante el uso de instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición al riesgo, debidamente aprobados por la Junta Directiva, ente de control máximo que aprueba los lineamientos sobre los que se rige la administración de riesgos financieros.

d. Riesgo de mercado

Dada la naturaleza de la Empresa así como su composición de activos y pasivos en moneda extranjera (ME), el comportamiento de la tasa de cambio impacta sus resultados. Por lo cual como estrategia de administración de riesgo, la compañía hace uso de coberturas naturales y financieras; en el uso de coberturas naturales se propende por un equilibrio entre los activos y pasivos en ME, mientras que en el uso de coberturas financieras se busca minimizar los efectos de estos riesgos mediante el uso de instrumentos financieros derivados.

e. Análisis del valor al riesgo (VaR)

La valuación del riesgo VaR estima la pérdida potencial en el resultado antes de impuestos a la utilidad sobre un periodo de tenencia dado para un nivel de confianza específico. La metodología del VaR es un enfoque con base en probabilidad estadísticamente definido, que toma en consideración las volatilidades del mercado así como la diversificación de

riesgo reconociendo las posiciones de compensación y correlación entre los productos y el mercado. Los riesgos se pueden valuar de manera consistente a través de todos los mercados y productos, y se pueden agregar mediciones de riesgo para así llegar a un número individual de riesgo. El número VaR de un día de 99% usado por la Entidad, refleja el 99% de probabilidades de que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

Las metodologías de VaR empleadas para calcular los números de riesgo diario incluyen los enfoques históricos y de varianza-covarianza. Adicionalmente a esas dos metodologías, se aplican mensualmente simulaciones Monte Carlo a los diferentes portafolios para determinar la exposición potencial futura de riesgo.

Para cuantificar el riesgo de mercado del portafolio de inversiones se utiliza el Valor en Riesgo (VaR). Con el propósito de controlar el riesgo de mercado del portafolio en moneda legal de cada uno de los países, la Vicepresidencia Financiera de la Empresa establece el límite de riesgo expresado en términos de un VaR máximo para cada una de las Empresas del Grupo y determina la metodología mediante la cual se generan sus posteriores modificaciones, de acuerdo con los resultados observados y la periodicidad de actualización.

En adición, el VaR es empleado por la Empresa Energía de Bogotá para realizar seguimiento al riesgo de mercado y apoyar la toma de decisiones de inversión, particularmente aquellas relacionadas con la recomposición del portafolio.

Dentro del proceso de administración del portafolio, de forma paralela al cumplimiento de los lineamientos señalados, se realizan seguimientos y análisis continuos al comportamiento de las variables que afectan el valor de su portafolio, con el objeto de encontrar señales de alarma respecto a la ocurrencia de variaciones en las condiciones generales o particulares del mercado de naturaleza imprevista, informando sobre estos eventos de manera oportuna a la Vicepresidencia Financiera de EEB para ajustar sus posiciones y reducir así la exposición al riesgo de mercado.

Las operaciones de inversión en moneda extranjera con propósitos diferentes a la realización de cobertura podrán efectuarse siempre y cuando se cubra totalmente el riesgo cambiario. El riesgo generado por concepto de tasa de interés debe ser estimado de acuerdo con la estructura de la operación y sumará para el cálculo del VaR del portafolio en la moneda legal de cada país.

f. Administración del riesgo cambiario

La Empresa realiza transacciones denominadas en moneda extranjera, por lo cual se realiza un permanente monitoreo que permita gestionar adecuadamente el riesgo de tasa de cambio, ya sea mediante coberturas naturales o financieras.

A continuación se presentan los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente:

	2015 USD/.000	2014 USD/.000
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	33.823	114.125
Instrumentos financieros	158.057	196.391
Cuentas por cobrar	414.717	390.792
Total	606.597	701.308
Pasivos		
Obligaciones financieras	813.286	827.571
Total	$ 813.286	$ 827.571

- *Análisis de sensibilidad de moneda extranjera*

  A continuación se presenta el impacto potencial por efecto en el movimiento de la tasa de cambio Peso – dólar en el resultado integral de EEB, cifras en millones de Pesos:

	Variación Tasa de cambio	Impacto Potencial en el Estado de Resultados Integral (+/-) COP / MM
2015	1%	$ 6.510
	5%	32.548
2014	1%	3.021
	5%	15.106

Contratos forward de moneda extranjera

La Empresa cierra coberturas que permitan mitigar el riesgo de tasa de cambio, tanto de corto plazo como de largo plazo que se consideren pertinentes. Para realizar las coberturas se monitorea y actualiza de forma permanente cambios en las variables operacionales, de mercado y la evolución de las cuentas contables de la entidad, para asegurar que la estrategia de cobertura este acorde a la realidad de la Empresa y de las condiciones de mercado.

De igual forma, la Empresa realiza coberturas para cubrir el riesgo de tipo de cambio que surge de transacciones futuras.

Para el segundo semestre del 2015 se realizó la cobertura financiera, con el objetivo de fijar el flujo de caja de un activo en Reales Brasileños por 105 MM BRL, a continuación se remite el MTM a corte de diciembre de 2015:

Fecha de corte		Mark to market Millones de pesos
31 diciembre de 2015	$	7.585,80

g. Administración del riesgo de tasas de interés

EEB está expuesto al riesgo de tasa de interés ya que su deuda está compuesta tanto por tasa de interés fija como flotante. Sin embargo, mantiene una mayor proporción en tasa fija y realiza permanente monitoreo a las variables de mercado, con el objetivo de implementar de manera oportuna estrategias de mitigación de riesgo.

- *Análisis de sensibilidad para las tasas de interés*

  Con corte a 31 de diciembre de 2015, EEB tenía el 92% de su deuda a tasa fija, es decir solo el 8% de su deuda total se encuentra a tasa variable. A continuación, se presenta el impacto potencial a un año en EEB por un cambio en 100 pbs en las tasas de interés, cifras en millones de pesos:

Variación en la tasa de interés	Impacto potencial en el Estado de Resultados Integral (+/-)
100 pbs	899,85

h. Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito es la posibilidad de que una contraparte incumpla sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Empresa.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, la Empresa cuenta con la Metodología para la Asignación de Cupos de Contraparte, en la cual se realiza una valoración a cada contraparte según su naturaleza, garantizando que se opere únicamente con contrapartes que demuestren a lo largo del tiempo estabilidad y solvencia.

- *Garantías tomadas y otras mejoras crediticias*

  La Entidad no mantiene ningún tipo de garantía ni otras mejoras crediticias para cubrir sus riesgos de crédito asociados a los activos financieros. La Entidad no está autorizada a vender o volver a pignorar la garantía, en ausencia de impago por parte del arrendatario.

El detalle de los activos financieros sujetos a riesgo de crédito se muestra a continuación:

	2015	2014 31 de diciembre	1 enero
Activos			
Efectivo y equivalentes	$ 120.478	$ 280.179	$ 204.423
Activos financieros	56.212	178.298	146.267
Cuentas por cobrar	29.921	23.948	20.729
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.478.613	1.768.177	896.679

i. Administración del riesgo de liquidez

El consejo de administración tiene la responsabilidad final de mitigar el riesgo de liquidez y ha establecido un marco apropiado para gestión. La Empresa administra este riesgo manteniendo reservas adecuadas, facilidades bancarias para la obtención de créditos, vigilancia continua de los flujos de efectivo proyectados y reales, y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

La Empresa mantiene cupos de crédito con el sistema financiero de hasta COP 2,7 billones, con plazos hasta de 10 años.

Tablas de riesgo de interés y liquidez

Las siguientes tablas detallan el vencimiento contractual restante de la Entidad para sus pasivos financieros no derivados con periodos de pago acordados. Las tablas han sido diseñadas con base en los flujos de efectivo no descontados de los pasivos financieros con base en la fecha más reciente en la cual la Entidad deberá hacer pagos. Las tablas incluyen tanto los flujos de efectivo de intereses como de capital. En la medida en que los intereses sean a tasa variable, el importe no descontado se deriva de las curvas en la tasa de interés al final del periodo sobre el que se informa. El vencimiento contractual se basa en la fecha mínima en la cual la Entidad deberá hacer el pago.

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada %	Menos de 1 mes	Más de 1 a 3 meses	Más de 3 meses a 1 año	Más de 1 año a 5 años	Más de 5 años	Total
31 de diciembre de 2015							
Cuentas por pagar	-	-	23.451	459.194	-	-	482.645
Pasivo por arrendamiento financiero	Dtf						
Leasing Bancolombia (109701)	+3.75ptos	38	78,48	526,41	-	-	642,89
Leasing Bancolombia (109698)	Dtf +3.75ptos	16	37,47	243,6	2.739	-	3.036,07
Leasing Bancolombia (106493)	Dtf +3.75ptos	88,18	200,52	1.303,4	12.286	-	13.878
Con intereses							

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada %	Menos de 1 mes	Más de 1 a 3 meses	Más de 3 meses a 1 año	Más de 1 año a 5 años	Más de 5 años	Total
Instrumentos a tasa de interés variable	Libor +1,60						
Banca Fomento Exterior	ptos	-	-	51.720,64	206.882	-	258.602,64
Instrumentos a tasa de interés Fija							
Bonos y Titulos Emitidos	6.125%	-	-	$ 151.345,74	$ 756.728	$2.622.296	$ 3.530.369,74
31 de diciembre de 2014							
Cuentas por pagar	-	-	$ 19.799	$ 1.101.190	-	-	$ 1.120.989
Pasivo por arrendamiento financiero	Dtf						
Leasing Bancolombia (109701)	+3.75ptos	39	116	992,50	-	-	1.147,50
Leasing Bancolombia (109698)	Dtf +3.75ptos	16	49	218,60	1.310	1.673	3.266,60
Leasing Bancolombia (106493)	Dtf +3.75ptos	86,40	263,40	1.173,50	8.832,20	4,85	10.360,35
Con intereses							
Instrumentos a tasa de interés variable	Libor +1,60						
Banca de Fomento Exterior	ptos	-	-	44.317	228.984	-	273.301
Instrumentos a tasa de interés Fija							
Bonos y Titulos Emitidos	6.125%	-	-	127.121,70	635.608	2.202.578	2.965.307,70

Los importes de la tabla arriba mencionados son los que representan las cuentas por pagar de los contratos cuyos vencimientos están en su orden dentro del flujo de caja siendo los máximos que la Entidad podría estar forzado a liquidar bajo los acuerdos del importe total garantizado de acuerdo a su vencimiento. Este estimado está sujeto a cambio, dependiendo de la probabilidad que el flujo y /o la variación de las variables que favorezcan finalización por anticipado de alguno de los contratos.

Valor razonable de los instrumentos financieros

Esta nota proporciona información acerca de cómo la Entidad determina los valores razonables de los distintos activos y pasivos financieros.

1. Valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Entidad que se miden valor razonable sobre una base recurrente

Algunos de los activos y pasivos financieros de la Entidad se valúan a su valor razonable al cierre de cada ejercicio. La siguiente tabla proporciona información sobre cómo se determinan los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros (en particular, la técnica de valuación (s) y los datos de entrada utilizados).

Activos/pasivos financieros	Valor razonable 31/12/15	Valor razonable 31/12/14	Jerarquía del valor razonable	Técnica (s) de valuación y datos de entrada principales
1) Contratos forward de divisas	7.586	-	Nivel 2	Para los instrumentos financieros derivados Forward: Los flujos se proyectan con la curva forward (mediante diferencial de tasas), y posteriormente son descontados con la curva implícita de la respectiva moneda.
2) Inversiones disponibles para la Venta	374.000	367.170	Nivel 1	Precios de cotización de oferta en un mercado activo.

Durante el año no hubo transferencias entre el nivel 1 y 2

2. *Valor razonable de los activos y pasivos financieros que no se valúan a valor razonable en forma constante (pero se requieren revelaciones del valor razonable)*

Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la administración considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros, se aproxima a su valor razonable:

	2015		2014	
	Valor en Libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros				
Préstamos y cuentas por cobrar:				
Cuentas por cobrar – Créditos de vivienda	$ 9.748	$ 12.565	$ 8.444	$ 10.865
Inversiones conservadas al vencimiento:				
Inversiones al vencimiento	$ 516.006	$ 524.798	$ 536.069	$ 537.242
Pasivos financieros				
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado:				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija BONOS	$ 2.359.634	$ 2.426.383	$ 1.792.786	$ 1.913.088
Préstamos de otras entidades CAF	156.726	157.474	152.434	153.801

	Jerarquía del valor razonable al 31 de diciembre de 2015			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros				
Préstamos y cuentas por cobrar:				
Cuentas por cobrar – Préstamos de vivienda	$ -	$ -	$ 12.565	$ 12.565
Inversiones conservadas al vencimiento:	524.798	-	-	524.798

	Jerarquía del valor razonable al 31 de diciembre de 2015			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos financieros mantenidos al costo amortizado:				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija BONOS	2.426.383	-	-	2.426.383
Préstamos de otras entidades CAF	-	-	157.474	157.474

	Jerarquía del valor razonable al 31 de diciembre de 2014			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros				
Préstamos y cuentas por cobrar:				
Cuentas por cobrar a clientes – Préstamos de vivienda	$ -	$ -	$ 10.865	$ 10.865
Inversiones conservadas al vencimiento:	537.242	-	-	537.242
Pasivos financieros mantenidos al costo amortizado:				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija BONOS	1.913.088	-	-	1.913.088
Préstamos de otras entidades CAF	-	-	153.801	153.801

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros incluidos en las categorías nivel 3 mencionadas anteriormente fueron determinadas de acuerdo con modelos de valuación generalmente aceptados en base a un análisis de descuento de interés a tasa de mercado.

26. PATRIMONIO

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 2015 y 2014, distribuidas así:

	Acciones	%
Bogotá Distrito Capital	$ 7.003.161.430	76.277382
Ecopetrol S.A.	631.098.000	6.873824
Otros	1.546.917.587	16.848794
	$ 9.181.177.017	100.00%

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.

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 exposición 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 Acta 71 del 6 de julio de Asamblea General de Accionista se resolvió liberar reservas ocasionales (proyectos de expansión) con el fin de decretar dividendos extraordinarios por acción en circulación por $ 458.852.

Para el año 2014 y 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

27. TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

Por los años 2015 y 2014, los ingresos operacionales ascienden a $ 177.258 y $ 123.631, respectivamente, correspondientes a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

28. PORTAFOLIO ACCIONARIO

	2015	2014
Dividendos (Ver nota 14)	$ 183.419	$ 1.421.084
Método de participación (Ver nota 13)	307.240	(14.569)
	$ 490.659	$ 1.406.515

29. TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

Contribuciones y regalías	$ 15.873	$ 11.401
Depreciaciones	15.870	14.246
Servicios personales	15.319	12.780
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparación.	6.935	5.945
Seguros	2.782	2.002
Generales	5.252	4.569
Impuestos	8.916	3.075
Costo de bienes y servicios públicos	1.242	924
Honorarios	804	1.253
Vigilancia y seguridad	412	160
Amortizaciones	404	351
Otros costos de operación y mantenimiento	3.005	1.546
Arrendamientos	183	158
Servicios públicos	45	73
	$ 77.042	$ 58.483

30. PORTAFOLIO ACCIONARIO

Personal	$ 15.921	$ 9.426
Generales	9.137	9.446
Impuestos	14.092	9.612
Provisiones y depreciaciones	1.088	4.371
Financieros y otros	4.217	2.072
	$ 44.455	$ 34.927

31. GASTOS ADMINISTRATIVOS

Impuestos contribuciones y tasas	$ 21.914	23.312
Gastos generales	18.521	15.818
Servicios personales	5.176	10.278
Depreciaciones	4.311	4.613
Contribuciones efectivas	2.944	2.942
Provisión deudores	2.150	1.240
Amortizaciones	1.166	581
Provisión para contingencias	889	7.950
Amortización cuotas partes pensionales	583	354

	2015	2014
Provisión para protección inventarios	577	113
Contribuciones imputadas	497	1.936
Aportes sobre la nómina	344	332
Gastos préstamos a empleados	311	737
	$ 59.383	$ 70.206

32. OTROS INGRESOS (GASTOS)

Otros gastos	$ (3.488)	$ (1.457)
Pérdida en venta y baja de activos	(1.976)	(282)
Otros ingresos	320	380
Arrendamientos	6.194	5.215
Honorarios y comisiones	9.307	12.384
Recuperaciones	16.556	8.488
	$ 26.913	$ 24.728

33. INGRESOS FINANCIEROS

Intereses y rendimientos cuentas por cobrar	$ 69.241	$ 48.322
Intereses de inversiones renta fija	52.376	36.227
Ingresos financieros calculo actuarial	11.577	12.371
Utilidad por valoración de derivados	665	11.762
Intereses sobre depósitos	385	1.265
	$ 134.244	$ 109.947

34. GASTOS FINANCIEROS

Intereses obligaciones financieras moneda extranjera	$ 129.766	$ 109.720
Gastos financiero cálculo actuarial	24.038	24.244
Intereses obligaciones financieras moneda nacional	10.196	14.889
Otros gastos financieros	6.076	25.847
Comisiones	5.129	1.418
	$ 175.205	$ 176.118

35. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos y transacciones entre la Empresas y sus partes relacionadas al final de cada periodo de reporte se detallan a continuación:

Transacciones comerciales – Durante el año la Empresa y relacionadas realizaron las siguientes transacciones comerciales:

	Ingresos		Ingresos por dividendos:		Costos y gastos:	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Contugas SAC.	$ 1.723	$ 1.181	$ -	$ -	$ -	$ -
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P	71.977	53.749	-	80.509	7.180	8.587
Calidda	-	1.643	-	-	-	-
TGI S.L. – España	-	1.909	-	-	-	-
EEB Ingenieria y Servicios S.A	-	577	-	-	-	-
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	-	1.700	-	-	-	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	4.469	-	-	-	-	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	-	-	-	-	93	621
EEB Gas SAS	-	-	63.017	44.781	1.996	2.484
Codensa S.A. E.S.P.	-	34	41.040	460.699	-	2.405
Emgesa S.A. E.S.P.	-	473	97.751	822.548	-	946
Gas Natural S.A. E.S.P.	-	-	10.005	119.876	-	-

Los siguientes saldos se encontraban pendientes al final del periodo sobre el que se informa:

	Cuentas por cobrar			Cuentas por pagar		
	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014
Contugas SAC.	$ -	$ 32.449	$ -	$ -	$ -	$ -
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P	1.174.527	892.230	718.567	437.290	52.867	653
Calidda	2.866	2.067	2.992	-	-	11
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	13.844	10.570	6.878	-	-	-
GEBBRAS Participacoes LTDA	143.195	-	-	-	-	-
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	-	-	-	1.396	625	3
EEB Ingenieria y Servicios	5.389	4.563	1.361	-	-	-
Movilidad SAS	-	-	-	5	5	-
EEB GAS SAS	-	-	-	60.802	92.316	5
Codensa S.A. E.S.P.	45.516	289.584	65.853	-	-	73
Emgesa S.A. E.S.P.	93.276	536.714	101.028	408	198	813
	$1.478.613	$1.768.177	$896.679	$ 499.901	$ 146.011	$1.558

Los saldos por cobrar y pagar entre las partes relacionadas obedecen principalmente a las operaciones que se detalla a continuación:

Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• *Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 5 de enero de 2009.*
Préstamos	• *Deuda activa:* préstamos otorgado el 7 de diciembre de 2007, con fecha de vencimiento diciembre 2022 (cobro al vencimiento). Tasa de interés: 6,125% semestre vencido. El saldo del préstamo al 31 de diciembre de 2015 asciende a $ 1.165.304. Los intereses por cobrar ascienden a $ 9.223. • *Deuda Pasiva:* El 24 de junio, 15 de agosto y 28 de octubre de 2015, TGI otorgó préstamo a la Empresa por $ 50.000, $ 150.840 y $ 230.000 respectivamente. Plazo de pago de un año, pagadero en una cuota única. Tasa de interés: DTF + 1%. Los intereses por pagar ascienden a $ 6.449.

Contugas

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 15 de julio de 2011
Préstamos	• Deuda activa: préstamos otorgado el 30 de junio de 2014, con plazo de pago hasta el 30 de diciembre de 2019 (cobro al vencimiento). Tasa de interés 6% fija.

Cálidda

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 14 de noviembre de 2013. Al 31 de diciembre de 2015 se presenta una cuenta por cobrar de $ 2.866

Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 15 de julio de 2011. Al 31 de diciembre de 2015 se presenta una cuenta por cobrar de $ 13.844

EEB Ingeniería y Servicios

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• Contrato de asesoría y servicios de apoyo, suscrito el 10 de diciembre de 2012. Al 31 de diciembre de 2015 se presenta una cuenta por cobrar de $ 5.389

EEB GAS SAS

Operaciones

Préstamo	• Deuda pasiva: EEB GAS SAS con fecha 24 de junio de 2015, otorgó préstamos a la Empresa por $ 60.000. Plazo: 1 año (pagadero en una cuota única). Tasa de interés: DTF+1

EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C

Operaciones

Asesoría en servicios de apoyo técnico	• Contrato de asesoría y servicios técnicos en la identificación, evaluación y formulación de proyectos de inversión en el sector de energía del Perú. Suscrito el 31 de julio de 2014 con un plazo de 2 años.

GEBBRAS Participacoes LTDA

Operaciones

Préstamo	• Deuda activa: la Empresa con fecha 14 de agosto de 2015, otorgó préstamos a su subordinada por un valor de $BRL 174.820.500. Plazo de 16 años. Tasa de interés: 9% anual pagaderos por trimestre vencido.

Compensación del personal clave de la administración - La compensación a la administración y otros miembros clave de la administración durante el año fue la siguiente:

	2015	2014
Beneficios a corto plazo	$ 9.075	$ 8.669
	$ 9.075	$ 8.669

La compensación de la administración y ejecutivos clave es determinada por el comité de compensación con base en el rendimiento de los individuos y las tendencias del mercado.

36. COMPROMISOS

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Compromisos para la adquisición de propiedad, planta y equipo	$ 16.033	$ 1.917	$ 759

37. CONTRATOS DE ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

a. *La Entidad como arrendatario*

1. Contratos de arrendamiento

Los arrendamientos operativos se relacionan con arrendamientos de inmuebles cuyos periodos de arrendamiento son de 1 a 5 años. Todos los contratos de arrendamiento operativo contienen cláusulas de revisión de rentas de mercado en caso de que el arrendatario ejerza su opción de renovar.

2. Pagos reconocidos como gastos

	2015	2014
Pagos mínimos de arrendamiento	$ 1.644	$ 2.078
	$ 1.644	$ 2.078

3. Compromisos de arrendamientos operativos no cancelables

1 año o menos	$ 125	$ 1.644
Más de 1 a 5 años	115	-
	$ 240	$ 1.644

b. ***La Entidad como arrendador***

1. Contratos de arrendamiento

Los arrendamientos operativos son relativos a bienes inmuebles poseídos por la Entidad con plazos de arrendamiento entre 1 y 5 años. Todos los contratos de arrendamiento operativo contienen cláusulas de revisión de rentas de mercado en caso de que el arrendatario ejerza su opción de renovar. El arrendatario no tiene opción de comprar la propiedad a la fecha de expiración del periodo de arrendamiento.

Los ingresos por renta de propiedades obtenidos por la Entidad de sus propiedades de inversión, las cuales son todas arrendadas bajo arrendamientos operativos, ascendieron a $ 6.194 y $ 5.215 en 2015 y 2014. Los gastos operativos directos que surgen de las propiedades de inversión en el periodo ascendieron a $ 887 y $ 820 en 2015 y 2014.

2. Cuentas por cobrar relacionadas con arrendamientos operativos no cancelables

	2015	2014
1 año o menos	$ 647	$ 7.290
Más de 1 a 5 años	265	-
	$ 912	$ 7.290

38. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

Pasivos contingentes

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Procedimientos judiciales	$ 6.576	$ 14.104	$ 9.679

Contingencias

Contingencias – Al 31 de diciembre de 2015 el valor de las reclamaciones contra la Empresa por litigios administrativos, civiles y laborales ascienden a $ 16.085 ($ 22.615 al 31 de diciembre de 2014 y $ 17.072 al 31 de diciembre de 2013). Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, la Empresa ha provisionado $ 6.576 ($ 14.104 al 31 de diciembre de 2014 y $ 9.679 al 1 de enero 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 rio 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.

Acciones populares y de grupo - A la fecha se encuentran en curso las siguientes acciones populares y de grupo, las cuales son de difícil cuantificación dada su naturaleza jurídica, razón por la cual están calificadas como pasivo contingente:

En el Juzgado 5 Administrativo del Circuito de Bogotá se tramita la acción de grupo en la que actúan como accionantes Orlando Enrique Guaqueta, Miguel Ángel Chávez otros. (Muña) la pretensión de los actores asciende a la suma de 200 salarios mínimos mensuales legales vigentes por cada uno de los 3240 actores. Lo anterior con el fin de revelar la información como un pasivo contingente (Expediente 2011-096).

En el Juzgado 1 Administrativo del Circuito de Zipaquirá cursa la acción popular en la que actúa como accionante Helga Adriana Knepper, cuya pretensión es que se declare que

EMGESA, EEB, y los municipios de Gachalá y Gama reparen la vía que comunica dichos municipios (Expediente 2014-551).

En el Tribunal Administrativo de Nariño cursa la acción popular en la que actúa como accionante Alfredo Cano Córdoba, cuya pretensión es que se ordene disponer el traslado inmediato de las redes de transmisión eléctrica que cruzan el corregimiento de cabrera del municipio de Pasto, Nariño y las que afectan igualmente a las zonas contiguas del municipio de pasto y que para las nuevas instalaciones, EEB deberá socializar su trabajo observando todas las exigencias legales necesarias para evitar futuros daños, indicando la respectiva licencia ambiental expedida por la ANLA (Expediente 2015-198).

En el Tribunal Administrativo de Quindío cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Quindío, cuya pretensión es que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2014-222).

En el Tribunal Administrativo de Risaralda cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Risaralda, cuya pretensión es que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2015-038). En primera instancia se desvinculó a EEB de la acción y se encuentra en apelación ante el Consejo de Estado.

En el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón (Huila) cursa proceso de expropiación de EMGESA contra el INCODER y vincularon a la EEB por poseer infraestructura de energía eléctrica. (Expediente 2014-008700).

En el Juzgado 4 Administrativo Oral de Descongestión de Pereira – Risaralda cursa la acción de grupo en la que actúa como accionante la señora Magnolia Salazar de Sánchez y otros, cuya pretensión es que se declare que la empresa es responsable de los perjuicios al medio ambiente y patrimoniales (desvalorización del predio-minusvalía y valor comercial del área de servidumbre) sufrido por cada uno de los miembros del grupo con ocasión de la valoración "arbitraria e injusta" de los perjuicios generados con la imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica - proyecto UPME 05-2009 (Expediente 2015-307).

Proceso de arbitraje instaurado en contra de Contugas y EBB, cuya opinión jurídica de la Secretaria General se resume a continuación:

EEB fue notificada el 29 de julio de 2014 de una solicitud de arbitraje promovida por el Consorcio GyM-Conciviles en contra de Contugas y EEB, ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI), relacionada con el 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. La Demandante estima sus pretensiones de manera preliminar en una suma no menor a US$ 70 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. EEB planteó una objeción jurisdiccional contra su inclusión en este proceso arbitral, la cual será resuelta por el Tribunal Arbitral.

Considerando la etapa en la cual se encuentra el proceso de arbitraje y que no se ha resuelto la objeción jurisdiccional de EEB, no se tienen suficientes elementos de juicio para calificar y valorar una posible contingencia para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

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 remoto.

En la acción popular N° 4883/1993, instaurado en contra de EEB, EMGESA y otros por el ciudadano Gustavo Moya Angel y otros, el Consejo de Estado profirió fallo definitivo el 28 de marzo de 2014. Las obligaciones impuestas a EEB no son cuantificables, toda vez que son prestaciones de hacer y sus costos asociados solo se conocerán a medida que se avance en las acciones pertinentes y se desarrollen las audiencias de verificación de cumplimiento de la sentencia en el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

Contingencias por beneficios complementarios - La Empresa ha reconocido al 31 de diciembre como otras contingencias las derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $28.597 ($30.894 al 31 de diciembre de 2014) y ($34.629 al 1 de enero de 2014), en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones. Esta obligación es actualizada con base en cálculos actuariales elaborados por un actuario independiente.

39. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

a. Productos y servicios de cuyos segmentos a informar se derivan ingresos

Los principales segmentos identificados para la Empresa de acuerdo con los requerimientos de información de la administración y de acuerdo con la NIIF 8 son:

Actividades Ordinarias	- Holding – Portafolio - Transmisión de Electricidad - Otras actividades y servicios

- Holding – Portafolio: Corresponde a la administración del conjunto de inversiones con control que posee la Empresa en compañías de distintas actividades económicas del sector energético (electricidad y gas natural).

- Transmisión de Electricidad: Servicio de transporte de energía eléctrica por redes de alta tensión, más los servicios de conexión al Sistema de Transmisión Nacional y de coordinación, control y supervisión de la operación de los activos de transmisión.

- Otras actividades y servicios: Incluye servicios de arrendamientos y actividades conexas a los servicios relacionados con electricidad.

La información sobre los segmentos a informar de la Entidad se presenta a continuación:

b. Ingresos y resultados por segmento

Se presenta un análisis de los ingresos y resultados de las operaciones continuas por segmento a informar:

	Ingresos por segmento 2015	Ingresos por segmento 2014	Utilidades por segmento 2015	Utilidades por segmento 2015
Holding – Portafolio	$ 490.659	$ 1.406.515	$ 446.204	$ 1.371.588
Transmisión de Electricidad	177.258	123.631	100.216	65.148
Operaciones continuas totales	$ 667.917	$ 1.530.146	$ 546.420	$ 1.436.736
Ingresos financieros			$ 134.244	$ 109.947
Costos administrativos corporativos y salarios de la administración			(59.383)	(70.206)
Otras actividades y servicios			26.913	24.728
Costos financieros			(307.850)	(209.854)
Resultado antes de impuestos a la utilidad			$ 340.344	$ 1.291.351

Los ingresos que se informan en los párrafos que anteceden representan los ingresos generados por prestación de servicios. No se registraron ventas entre segmentos durante los periodos que se informan.

40. ADOPCION POR PRIMERA VEZ

A continuación enunciaremos los principales ajustes y reclasificaciones de la transición a las NCIF que afectan el patrimonio al 1 de enero de 2014 (fecha de la transición de las NCIF) y al 31 de diciembre de 2014, y al resultado integral correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, y que surgen de comparar las políticas contables aplicadas por la Empresa en la preparación de los estados financieros hasta el cierre del ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2014 y las políticas contables aplicadas por la Empresa en la preparación de los estados financieros a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2015 bajo NCIF.

Excepciones a la aplicación retroactiva de las NCIF

La Empresa aplicó la NIIF 1, *Adopción Inicial de las Normas de Internacionales de Información Financiera*, en su transición. La NIIF 1 generalmente requiere la aplicación retrospectiva de las normas e interpretaciones aplicables a la fecha del primer reporte. Sin embargo, NIIF 1 permite ciertas excepciones en la aplicación de algunas normas a los periodos anteriores, con el objeto de asistir a las Empresa en el proceso de transición.

Cálculo de estimaciones – Las estimaciones al 1 de enero de 2014 son consistentes con las estimaciones a esa misma fecha bajo PCGA anteriores, a menos que existiera evidencia de error en dichas estimaciones.

Exenciones a la aplicación retroactiva de las NCIF -

Costo atribuido - La NIIF 1 permite la opción de utilizar una revaluación según los PCGA anteriores de una partida de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión ya sea a la fecha de transición o anterior, como costo atribuido a la fecha de la revaluación, si esta fue a esa fecha sustancialmente comparable:

a) al valor razonable; o

b) al costo, o al costo depreciado según las NCIF

La Empresa midió sus partidas de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión a su valor razonable, y utilizar este valor razonable como el costo atribuido a la fecha de transición.

El valor razonable de los referidos activos fue medido mediante avalúo realizado por expertos externos independientes, determinando de esta forma nuevos valores iniciales. Del mismo modo, se revisaron y se determinaron nuevas vidas útiles remanentes y se asignaron valores residuales.

Diferencias de conversión acumuladas - La NIIF 1 le permite a la Empresa no cumplir con los requerimientos de la NIC 21, respecto de las diferencias de conversión acumuladas que existan a la fecha de transición a las NCIF. Por lo tanto al hacer uso de la exención las diferencias de conversión acumuladas de todos los negocios en el extranjero se consideran nulas en la fecha de transición a las NCIF.

La Empresa decidió utilizar esta exención por lo tanto a la fecha de transición las NCIF la diferencia en conversión se consideraron nulas.

Inversiones en asociadas - En la adopción por primera vez de las NCIF, permite la medición de las inversiones en asociadas al costo de acuerdo con la NIC 27, razón por la cual midió esa inversión en su estado de situación financiera separado de apertura conforme a las NCIF mediante uno de los siguientes importes:

i. el costo determinado de acuerdo con la NIC 27; o

ii. el costo atribuido. El costo atribuido de esa inversión será:

   i. el valor razonable en la fecha de transición a las NCIF de la entidad en sus estados financieros separados; o

   ii. el importe en libros en esa fecha según los PCGA anteriores.

La Empresa decidió utilizar esta exención por lo tanto a la fecha de transición a las NCIF las inversiones en asociadas fueron medidas a su importe en libros en esa fecha según los PCGA anteriores.

Pasivos por desmantelamiento incluidos en el costo de propiedad, planta y equipo - Una entidad que adopta por primera vez las NIIF no estará obligada a cumplir estos requerimientos por los cambios en estos pasivos que hayan ocurrido antes de la fecha de transición a las NIIF. Si una entidad que adopta por primera vez las NIIF utiliza esta excepción:

(a) medirá el pasivo en la fecha de transición a las NIIF de acuerdo con la NIC 37;

(b) En la medida en que el pasivo esté dentro del alcance de la CINIIF 1, estimará el importe que habría sido incluido en el costo del activo correspondiente cuando surgió el pasivo por primera vez, mediante el descuento del pasivo a esa fecha utilizando su mejor estimación de la tasa de descuento histórico, ajustada por el riesgo, que habría sido aplicado para ese pasivo a lo largo del periodo correspondiente; y

(c) calculará la depreciación acumulada sobre ese importe, hasta la fecha de transición a las NIIF, sobre la base de la estimación actual de la vida útil del activo, utilizando la política de depreciación adoptada por la entidad conforme a las NIIF.

La Empresa decidió utilizar esta exención por lo que a la fecha de transición a las NIIF se midieron los pasivos por costos por desmantelamiento.

Conciliación del patrimonio de la Empresa al 31 de diciembre y 1 de enero de 2014

	31 de diciembre de 2014	1 de enero de 2014
Patrimonio bajo PCGA anteriores	$ 8.599.274	$ 9.805.960
Propiedades, planta y equipo y propiedades de inversión (a)	3.130	2.434
Reconocimientos de arrendamientos financieros (b)	1.044	776
Desincorporación de activos (c)	(15.474)	(35.858)
Valor razonable de Inversiones disponibles para la Venta (d)	-	4.699
Cálculo actuarial (e)	(42.897)	(32.904)
Impuestos diferidos (f)	(39.327)	(30.688)
Costo atribuido a las subordinadas y asociadas (g)	1.628.792	(167.528)
Otros (h)	6.583	11.378
Patrimonio de acuerdo a NCIF	$ 10.141.125	$ 9.558.269

Detalle de ajustes por conversión a NCIF

a) Costo atribuido de Propiedad, Planta y Equipo y Propiedades de Inversión: La Empresa ha optado en la fecha de apertura registrar sus elementos de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión a su valor razonable y usar estos montos como saldos de apertura de acuerdo a lo señalado por la NIIF 1, el estudio de inventario y valoración de los activos fue efectuado por la empresa Consultores Unidos S.A.

El costo histórico depreciado y valorado de acuerdo a PCGA Colombianos, fue cancelado originando un ajuste en adopción al 1° de enero de 2014 de $2.434 millones de acuerdo con el siguiente detalle:

		Ajuste conversión inicial	
	Saldo ColGaap	**Costo atribuido**	**Ajuste**
Terrenos	$ 171.204	$ 7.465	$ (163.739)
Construcciones en curso	72.559	72.559	-
Edificaciones	90.907	36.844	(54.063)
Plantas y ductos	89.878	90.339	461
Redes líneas y cables	195.932	196.632	700
Maquinaria y equipo	2.711	2.733	22
Muebles enseres y equipo oficina	372	378	6
Equipo comunicación y computación	3.437	3.491	54
Equipo de transporte tracción	392	396	4
Equipo de comedor cocina	23	24	1
Inventarios de repuestos	-	1.079	1.079
Propiedades de inversión	-	217.909	217.909
Propiedades planta y equipo	$ 627.415	$ 629.849	$ 2.434

b) Reconocimiento de activos bajo arrendamiento financiero: En la fecha de adopción la Empresa reconoció el valor de los activos y pasivos relacionados con contratos de arrendamientos financieros, que bajo normatividad Colombiana habían sido contabilizados como arrendamientos operativos, el efecto neto en el estado de situación financiera fue de $776 millones al 1° de enero de 2014.

c) Desincorporación de activos: la Empresa procedió con la desincorporación de algunas partidas Bajo los PCGA anteriores, que no cumplen con las definiciones establecidas por las NCIF para su registro, el detalle de las mismas se muestra a continuación:

Concepto	**1° Enero 2014**	**Diciembre 31 2014**
Estudios y proyectos	$ 15.205	$ 14.477
Impuesto al patrimonio	19.607	-
Compensación social	960	911
Otros	86	86
Totales	$ 35.858	$ 15.474

d) Valor razonable de inversiones disponibles para la venta: Las participaciones minoritarias en ISA, ISAGEN, Nutresa, Banco Popular, Gensa, Electricaribe y Aguas de Bogotá fueron clasificados como instrumentos financieros disponibles para la venta, y su medición fue a valor razonable como se detalla:

Concepto	Valor colgaap	Ajuste conversión	Valor ifrs
Acciones ISA	$ 163.217	$ 4.659	$ 167.876
Acciones ISAGEN	223.851	(525)	223.326
Acciones Nutresa	6	-	6
Banco Popular	2.426	1.488	3.914
GENSA	122	(122)	-
ELECTRICARIBE	794	(794)	-
Aguas de Bogota	7	(7)	-
Totales	$ 390.423	$ 4.699	$ 395.122

e) Incremento en la obligación por beneficios definidos: La Empresa en la fecha de apertura procedió a través de expertos independientes con la medición de sus pasivos por beneficios definidos, el efecto se da por la variación de tasas de descuentos y otras premisas actuariales, el detalle del ajuste se muestra a continuación;

Pensiones	$ 235.306	$ 28.080	$ 263.386
Cuotas partes pensionales	4.455	158	4.613
Beneficio salud	31.187	1.021	32.208
Beneficio educación	1.975	32	2.007
Beneficio energía	15.342	2.133	17.475
Beneficio recreación	16.455	699	17.154
Cesantías retroactivas	-	483	483
Quinquenio	-	298	298
Totales	$ 304.720	$ 32.904	$ 337.624

f) Reconocimiento de impuestos diferidos: Bajo los PCGA anteriores, se registra como impuesto de renta diferido el efecto de las diferencias temporales por el método del ganancias y pérdidas, las NCIF requieren el reconocimiento de impuestos diferidos usando el método de balance que está orientado al cálculo de las diferencias temporarias entre la base tributaria de un activo o un pasivo y su valor contable en el balance.

g) Costo atribuido de inversiones en subordinadas y asociadas: la Empresa reconoció sus inversiones en subordinas a la fecha de apertura considerando su nivel de participación sobre los patrimonios de las mismas. Para las inversiones en asociadas la Empresa tomó como costo atribuido el saldo previamente registrado bajo los PCGA anteriores.

h) Efecto de registrar el costo amortizado de las cuentas por cobrar empleados, obligaciones financieras y el nuevo cálculo de las provisiones por litigios bajo NIC 37 y otros menores.

Conciliación del resultado integral de la Empresa al 31 de diciembre de 2014

Resultado de acuerdo a PCGA anteriores	$	980.855
Propiedades, planta y equipo, Propiedades de inversión (a)		5.864
Arrendamientos financieros (b)		268
Desincorporación de activos (c)		19.607
Cálculo actuarial (d)		(9.993)
Impuestos diferidos (e)		(8.639)
Método de participación en subordinadas (f)		221.205
Otros (g)		(4.107)
Utilidad al 31 de diciembre de 2014 de acuerdo a NCIF		1.205.060
Partidas del otro resultado integral (h)		1.609.206
Resultado integral al 31 de diciembre de 2014 de acuerdo a NCIF	$	2.274.266

Detalle de ajustes por conversión a NCIF

(a) Menor gasto de depreciación debido al cambio de las vidas útiles según NCIF, así como el efecto de las ventas y bajas de los elementos de propiedades plantas y equipos considerando que los costos son diferentes.

(b) Efecto de depreciación de los activos que fueron reconocidos como arrendamientos financieros según NCIF, así mismo se incluye la eliminación del gasto de arredramientos del resultado.

(c) Efecto de eliminación de la amortización de las partidas de activos que fueron desincorporadas en el balance de apertura bajo NCIF

(d) Efecto de las nuevas mediciones de los beneficios definidos que impactan el estado de resultado y eliminación del gasto de los pagos de pensiones del estado de resultado.

(e) Ajuste en resultados por el nuevo cálculo del impuesto diferidos bajo las bases contables NCIF.

(f) Efecto del cálculo del método de participación bajo NCIF.

(g) Efecto de registrar el costo amortizado de las cuentas por cobrar empleados, obligaciones financieras y el nuevo cálculo de las provisiones por litigios bajo NIC 37.

(h) Efecto en el otro resultado integral por las nuevas mediciones del cálculo actuarial, diferencia en conversión de las subordinadas del exterior y registro del valor razonable de las inversiones disponibles para la venta.

Ajustes significativos en el estado de flujos de efectivo por el año terminado el 31 de diciembre de 2014

	PCGA Colombianos	Ajuste por adopción	Bajo NCIF
Flujos de efectivo provenientes de (utilidades en) actividades de operación	$ 1.770.049	$ (757.961)	$ 1.012.088
Flujos de efectivo provenientes de (utilidades en) actividades de inversión	(238.072)	(229.788)	(467.860)
Flujos de efectivo provenientes de actividades de financiamiento	(1.573.392)	1.104.920	(468.472)
Incremento (disminución) neto en efectivo y equivalentes de efectivo	(41.415)	117.171	75.756
Saldo al comienzo del año	44.718	159.705	204.423
Saldo al final del año	$ 3.303	$ 276.876	$ 280.179

Las NCIF permiten seleccionar la clasificación de los flujos de efectivo.

La Empresa clasificó los flujos de efectivo provenientes de inversión considerando que son retornos sobre las inversiones tenidas durante el año 2014. De igual forma efectúo un análisis sobre la clasificación de las saldos provenientes de sus partes relacionadas con el fin de clasificarlas como actividades de inversión o de financiación.

41. HECHOS POSTERIORES AL PERIODO DE REPORTE

Mediante Acta de Junta Directiva N° 1548 del 28 de enero de 2016, la Empresa decidió efectuar la venta de su participación en ISAGEN. A la fecha de este informe la Gerencia se encuentra en los trámites relacionados a dicho proceso.

42. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 han sido revisados por la Gerencia de la Empresa, con fecha 29 de febrero de 2016. Estos estados financieros serán sometidos a consideración y aprobación para su emisión por parte de la Asamblea General de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. En opinión de la Gerencia, los mismos serán aprobados por la Asamblea General de Accionistas sin modificaciones.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

Certificación a los Estados Financieros

Declaramos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en los estados financieros de la "**EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.**" finalizados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los cuales se han tomado fielmente de libros. Por lo tanto:

- Los activos y pasivos de la Empresa existen en la fecha de corte y las transacciones registradas se han realizado durante el periodo.
- Los activos representan probables beneficios económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables sacrificios económicos futuros (obligaciones), obtenidos o a cargo de "la Compañía" en la fecha de corte.
- Todos los elementos han sido reconocidos como importes apropiados.
- Los hechos económicos han sido correctamente clasificados, descritos y revelados.

Asimismo, los Estados Financieros han sido autorizados para su divulgación por el Representante Legal y/o Junta directiva el 29 de febrero de 2016. Estos estados financieros van a ser puestos a consideración del máximo órgano social el próximo 31 de marzo de 2016, quien puede aprobar o improbar estos Estados Financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON V.
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA PRELIMINARES BAJO NIIF AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2015
(Expresado en millones de pesos colombianos y en miles de dólares)

ACTIVOS	Septiembre 30, 2014		% Part.	Septiembre 30, 2015		Variación	% Var.	3T - USD
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes	Col$	469.685	3,69%	Col$	165.867	(303.819)	-64,69%	USD 53.129
Activos financieros		0	0,00%		94.773	94.773	100,00%	30.357
Cuentas por cobrar		13.572	0,11%		20.593	7.021	51,74%	6.596
Cuentas por cobrar a partes relacionadas		470.377	3,70%		442.690	(27.687)	-5,89%	141.800
Inventarios		7.593	0,06%		7.911	318	4,19%	2.534
Activos por impuestos		17.776	0,14%		35.727	17.951	100,98%	11.444
Otros Activos		1.544	0,01%		2.755	1.211	78,42%	883
Total activos corrientes		980.547	7,71%		770.315	(210.232)	-21,44%	246.742
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Activos financieros		679.223	5,34%		810.343	131.120	19,30%	259.564
Cuentas por cobrar		770.759	6,06%		1.345.858	575.099	74,61%	431.097
Propiedades, planta y equipo		531.221	4,18%		683.219	151.999	28,61%	218.844
Propiedades de inversión		217.909	1,71%		217.897	(12)	-0,01%	69.795
Inversiones en compañías asociadas y controladas		9.451.201	74,35%		10.723.772	1.272.571	13,46%	3.434.971
Intangibles		1.163	0,01%		2.585	1.422	122,26%	828
Activos por impuestos diferidos		80.388	0,63%		91.646	11.258	14,00%	29.355
Otros activos		0	0,00%		0	0	0,00%	0
Total activos no corrientes		11.731.864	92,29%		13.875.320	2.143.456	18,27%	4.444.454
Total activos	Col$	12.712.410	100,00%	Col$	14.645.635	1.933.224	15,21%	USD 4.691.197
PASIVOS Y PATRIMONIO								
PASIVOS CORRIENTES								
Pasivos financieros	Col$	77.151	0,61%	Col$	365.337	288.186	373,54%	USD 117.023
Cuentas por pagar		696.163	5,48%		980.920	284.758	40,90%	314.202
Pasivo por impuestos		5.871	0,05%		10.807	4.936	84,08%	3.462
Provisiones por beneficios a trabajadores		35.812	0,28%		37.241	1.428	3,99%	11.929
Otros pasivos		2.107	0,02%		3.137	1.029	48,83%	1.005
Total pasivos corrientes		817.105	6,43%		1.397.442	580.338	71,02%	447.620
PASIVOS NO CORRIENTES								
Pasivos financieros		1.676.125	13,18%		2.528.495	852.369	50,85%	809.911
Cuentas por pagar		-	0,00%		0	0	-	0
Provisiones por beneficios a trabajadores		74.795	0,59%		83.515	8.720	11,66%	26.751
Otras provisiones		54.425	0,43%		49.318	(5.107)	-9,38%	15.797
Pasivos por impuestos diferidos		93.725	0,74%		177.436	83.711	89,32%	56.835
Otros pasivos		1.884	0,01%		1.799	(85)	-4,50%	576
Total pasivos no corrientes		1.900.953	14,95%		2.840.562	939.609	49,43%	909.871
Total pasivos	Col$	2.718.058	21,38%	Col$	4.238.004	1.519.947	55,92%	USD 1.357.491
PATRIMONIO								
Capital emitido		492.111	3,87%		492.111	-	0,00%	157.630
Prima en colocación de acciones		837.799	6,59%		837.799	-	0,00%	268.358
Utilidades (pérdidas) retenidas		884.880	6,96%		684.126	(200.753)	-22,69%	219.135
Otro resultado integral		(31.406)	-0,25%		(36.824)	(5.418)	17,25%	(11.795)
Reservas		7.810.969	61,44%		8.430.419	619.450	7,93%	2.700.378
Total patrimonio		9.994.352	78,62%		10.407.631	413.278	4,14%	3.333.706
Total pasivos y patrimonio	Col$	12.712.410	100,00%	Col$	14.645.635	1.933.225	15,21%	USD 4.691.197

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS Y OTRO RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO PRELIMINAR BAJO NIIF
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2015
(Expresado en millones de pesos colombianos y en miles de dólares)

		3T - 2014	3T - 2015	Variación	% Var.	sep-14	sep-15	Variación	% Var.	sep-15 - USD
INGRESOS										
Transmisión de electricidad	Col$	27.931	45.374	17.442	62,45%	83.154	126.928	43.775	52,64%	40.657
Portafolio Accionario		4.001	46.897	42.896	1072,25%	957.392	306.807	(650.585)	-67,95%	98.274
Total Ingresos operacionales		31.932	92.270	60.338	188,96%	1.040.545	433.735	(606.810)	-58,32%	138.931
COSTOS Y GASTOS										
Transmisión de electricidad		(13.911)	(16.883)	(2.972)	21,36%	(42.236)	(53.678)	(11.442)	27,09%	(17.194)
Portafolio Accionario		5.555	(10.076)	(15.631)	-281,38%	(26.113)	(32.364)	(6.251)	23,94%	(10.367)
Resultado de las actividades operacionales		23.576	65.311	41.735	177,02%	972.197	347.694	(624.504)	-64,24%	111.371
Ingresos financieros		22.879	27.525	4.646	20,31%	72.104	75.790	3.686	5,11%	24.277
Gastos financieros		(65.370)	(62.639)	2.731	-4,18%	(130.568)	(120.845)	9.722	-7,45%	(38.708)
Gastos administrativos		(30.286)	(7.816)			(44.425)	(51.592)			
Otros ingresos		4.724	7.440			14.856	19.985			
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto		5.553	(95.431)	(100.984)	-1818,64%	9.523	(123.403)	(132.926)	-1395,83%	(39.528)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		(38.925)	(65.610)	(26.685)	68,56%	893.688	147.629	(746.059)	-83,48%	47.288
Ingreso (gasto) por impuestos		(1.252)	(3.792)	(2.540)	202,88%	(8.808)	(15.781)	(6.973)	79,16%	(5.055)
Ganancia (pérdida)		(40.177)	(69.402)	(29.226)	72,74%	884.880	131.848	(753.032)	-85,10%	42.233
Otro resultado integral		(22.390)	3.182	25.572	-114,21%	(31.406)	(36.824)	(5.418)	17,25%	(11.795)
Resultado integral		(62.567)	(66.221)	(3.654)	5,84%	853.474	95.024	(758.450)	-88,87%	30.437

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS EL 30 de SEPTIEMBRE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos)

	Septiembre 30, 2014	Septiembre 30, 2015
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad Neta	853.474	647.302
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuesto a las ganancias reconocidos en el periodo	8.808	15.781
Depreciación y amortización	13.987	12.781
Participación en beneficios de asociadas	0	(43.608)
Diferencia en cambio	(9.523)	123.403
Provisiones y recuperaciones	6.612	687
Ganancia por venta de activos fijos	(78)	(45)
Pérdida (ganancia) operaciones de cobertura	(5.670)	478
	867.610	754.780
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Activos financieros	215.865	206.776
Cuenta por cobrar	(3.550)	(390.785)
Inventarios	357	(475)
Activos fiscales	(8.749)	(33.804)
Otros activos	(1.053)	(3.895)
Deudores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes	677.183	(287.552)
Deudas con partes relacionadas	0	0
Pasivos fiscales	(23.739)	(58.389)
Provisiones para beneficios a trabajadores	(118)	(344)
Otras provisiones	119	75.742
Otros pasivos	3.991	4.936
	1.727.917	266.989
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en asociadas	(500.735)	(202.607)
Propiedad, planta y equipo	(89.611)	(119.173)
Propiedades de inversión	0	(1.763)
Los activos intangibles distintos al crédito mercantil	(188)	995
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión	(590.533)	(322.549)
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos decretados	(590.533)	0
Efecto en conversión	0	(1.024.357)
Créditos cobro de partes vinculadas	(297.856)	660.017
Pasivos Financieros	16.268	305.588
Efectivo neto provisto por las actividades de financiación	(872.122)	(58.752)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO	265.262	(114.312)
'EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL AÑO:	204.423	280.179
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 469.685	$ 165.867

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estados Financieros por el Período de dos Meses Terminado el 31 de Diciembre de 2014 y por el Periodo de Diez Meses Terminado el 31 de Octubre de 2014 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Carrera 7 No. 74 - 09
Nit. 860.005.813-4
Bogotá
Colombia

Tel. +57(1) 5461810
Fax. +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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

1. He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A E.S.P. al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de octubre de 2014, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de dos meses terminado el 31 de diciembre de 2014 y por el período de diez meses terminado el 31 de octubre de 2014, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas. Los estados financieros al 31 de octubre de 2014 son estados financieros de propósito general que fueron sometidos a consideración de la asamblea de accionistas para la distribución de utilidades, como se explica con mayor detalle en la nota 3.

2. La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros 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 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 que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

© 2015 Deloitte Touche Tohmatsu.
Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

" Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido"

4. En mi opinión los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A E.S.P. al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de octubre de 2014, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el período de dos meses terminado el 31 de diciembre de 2014 y por el período de diez meses terminado el 31 de octubre de 2014, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.

5. Según se explica en la nota 10 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 de Gas Internacional S.A. E.S.P. a través de su filial española Inversiones en Energía Latino América Holdings S.LU. 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. La recuperación de este crédito mercantil dependerá del éxito futuro de las operaciones de Transportadora de Gas Internacional 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 Empresa de Energia de Bogotá 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 la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. al 31 de diciembre de 2014.

7. Filiales - Como se explica en la Nota 10 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, los informes de los auditores externos informan 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 USD$ 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.

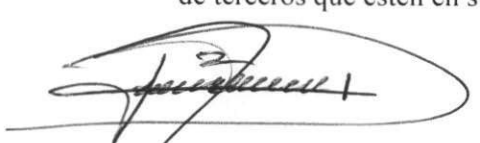
   b) *Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.*: Debido a la negativa de propietarios o poseedores para la constitución de servidumbres de derechos de paso, dificultades técnicas y/o jurídicas en la suscripción de contratos de conexión, que están fuera del control de la Compañía, el Ministerio de 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 las Compañías 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 individuales de las subordinadas, no incluyen ningún ajuste que pudiera resultar de los asuntos descritos en el numeral 6 (a), (b) y (c).

8. *Información suplementaria* - Nuestro examen fue practicado con el propósito de formarnos una opinión de los estados financieros básicos arriba mencionados tomados en su conjunto. Como información suplementaria se presenta el estado de resultados pro forma del año 2014, junto con el estado de resultados del 2013. El estado de resultados pro forma por el año 2014 se preparó a partir de la suma de los saldos de las cuentas de los estados de resultados por los periodos del 1 de enero al 31 de octubre de 2014 y del 1 de noviembre al 31 de diciembre de 2014. Dicho estado de resultados pro forma del año 2014 se presenta con fines comparativos con los del año 2013 y no se requiere como parte de los estados financieros básicos. Esta información ha sido sometida a los procedimientos de auditoría aplicados en nuestro examen de los estados financieros básicos y, en nuestra opinión, se presentan razonablemente en todos sus aspectos importantes en relación con los estados financieros básicos en conjunto.

9. Además, con base en el alcance de mis auditorías, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.



Lilibeth Matta De Antonio
Revisor Fiscal
T.P. 165.166-T

Designada por Deloitte & Touche Ltda.

25 de febrero de 2015.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE OCTUBRE DE 2014 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2014
(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	Al 31 de diciembre de 2014	Al 31 de octubre de 2014
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 6)	$ 3.303	$ 12.266
Inversiones temporales (Nota 10)	467.608	444.890
Deudores, neto (Nota 7)	898.878	1.455.702
Inventarios, neto (Nota 8)	8.514	8.516
Otros activos, neto (Nota 11)	714	1.268
Total activo corriente	1.379.017	1.922.642
INVERSIONES TEMPORALES (Nota 10)	345.339	302.278
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 7)	943.785	798.922
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 9)	434.431	388.830
INVERSIONES PERMANENTES, neto (Nota 10)	4.961.362	5.288.140
RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 19)	164.247	167.215
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 11)	134.432	137.312
VALORIZACIONES (Nota 12)	3.934.054	3.820.092
Total activo	$ 12.296.667	$ 12.825.431
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	$ 1.749.306	$ 1.797.657

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	Al 31 de diciembre de 2014	Al 31 de octubre de 2014
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	$ 195.283	$ 567.382
Operaciones de cobertura (Nota 14)	-	5.598
Cuentas por pagar (Nota 15)	1.180.521	205.908
Obligaciones laborales	7.404	4.728
Pensiones de jubilación (Nota 19)	24.776	24.711
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	3.750	4.256
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	2.035	18.713
Otros pasivos (Nota 18)	145	1.433
Total pasivo corriente	1.413.914	832.729
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	1.946.404	1.683.018
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota19)	32.155	27.855
Pensiones de jubilación (Nota 19)	210.192	193.595
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	51.738	51.525
Otros pasivos (Nota 18)	42.990	49.904
Total pasivo a largo plazo	2.283.479	2.005.897
Total pasivos	3.697.393	2.838.626
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 21)		
Capital suscrito y pagado	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
Reservas	2.538.058	2.258.330
(Pérdida) utilidad neta del periodo	(399.747)	1.380.602
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.934.054	3.820.092
Superávit método de participación	654.777	655.649
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	8.599.274	9.986.805
Total pasivo y patrimonio de los accionistas	$ 12.296.667	$ 12.825.431
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	$ 1.749.306	$ 1.797.657

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado

RICARDO ROA BARRAGÁN
Representante legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53.918 -T

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

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR EL PERÍODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2014
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto del ejercicio por acción).

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 22)	$ 23.529	$ 96.179
OTROS INGRESOS OPERACIONALES (Nota 22)	3.452	471
COSTO DE VENTAS (Nota 23)	(10.195)	(40.903)
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN ASIGNADOS (Nota 25)	(1.953)	(8.130)
Utilidad operacional negocio de transmisión	14.833	47.617
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 27)	74.753	1.458.263
Diferencia en cambio	(354)	23.680
Otros ingresos (Nota 24)	29.931	41.179
Gastos de administración (Nota 25)	(46.862)	(118.564)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 26)	(7.022)	(13.671)
Gastos financieros (Nota 28)	(27.004)	(123.507)
Otros gastos	(304)	(834)
	23.138	1.266.546
(PÉRDIDA) UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	(369.363)	75.529
(Pérdida) utilidad antes de impuesto sobre la renta y CREE	(331.392)	1.389.692
IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CREE, neto	(68.355)	(9.090)
(PÉRDIDA) UTILIDAD NETA DEL PERIODO	$ (399.747)	$ 1.380.602
NÚMERO DE ACCIONES	9.181.177.017	9.181.177.017
(PÉRDIDA) UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ (43,54)	$ 150,37

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.

RICARDO ROA BARRAGÁN
Representante legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53.918 -T

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

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR EL PERÍODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2014
(En millones de pesos colombianos).

			Reservas										
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	Superávit donado	Superávit por valorizaciones (Ver Nota 11)	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
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	$ 636.763	$ 535.567	$ 9.805.960
Apropiaciones	-	-	-	-	166.300	7.267	79.460	253.027	(253.027)	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(628.110)	18.886	-	(609.224)
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(590.533)	-	-	-	-	(590.533)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	1.380.602	-	-	-	-	1.380.602
SALDOS AL 31 DE OCTUBRE DE 2014	492.111	837.799	332.496	125.695	1.153.454	38.474	608.211	2.258.330	1.380.602	6.655	3.820.092	655.649	535.567	9.986.805
Apropiaciones	-	-	-	-	225.514	6.084	420.005	651.603	(651.603)	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.962	(872)	-	113.090
Dividendos decretados	-	-	-	-	(371.875)	-	-	(371.875)	(728.999)	-	-	-	-	(1.100.874)
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	(399.747)	-	-	-	-	(399.747)
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	8.599.274

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 preparados a partir de los libros de contabilidad de la Empresa.

RICARDO ROA BARRAGÁN
Representante legal

JULIO HERNANDO MARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53.918-T

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

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACION FINANCIERA
POR EL PERÍODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2014

(En millones de pesos colombianos).

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
(Pérdida) utilidad neta del periodo	$ (399.747)	$ 1.380.602
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	4.076	20.149
Diferencia en cambio	108.168	3.506
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(3.046)	(11.399)
Recuperaciones y provisiones	(12.400)	(2.101)
(Pérdida) utilidad método de participación	369.363	(75.529)
Utilidad en venta de activos fijos	-	(78)
Pensiones de jubilación	(3.770)	(18.051)
Impuesto diferido	(7.365)	4.913
Amortización impuesto al patrimonio	3.268	16.339
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	58.547	1.318.351
Disminución deudores largo plazo	5.867	10.043
Disminución recursos entregados en administración	6.014	17.467
Diminución de otros activos	-	612
Pensiones de jubilación	24.666	-
Pasivos estimados y provisiones	3.035	-
Aumento de pasivos estimados y provisiones	-	158
Total capital de trabajo obtenido	98.129	1.346.631
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de inversiones permanentes	(841)	(15.108)
Aumento de inversiones temporales largo plazo	(43.061)	(25.420)
Aumento de propiedades, planta y equipo	(48.364)	(92.242)
Aumento en otros activos	(1.772)	-
Disminución de obligaciones financieras	(21.114)	(43.569)
Disminución en pasivos estimados y provisiones	-	(299)
Disminución en otros pasivos	(6.913)	-
Dividendos decretados	(1.100.874)	(590.533)
Total capital de trabajo utilizado	(1.222.939)	(767.171)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (1.124.810)	$ 579.460
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ (8.963)	$ (32.452)
Inversiones temporales	22.718	123.588
Deudores	(556.824)	1.221.097
Inventarios	(2)	(498)
Otros activos	(554)	777
Obligaciones financieras	372.099	(554.796)
Operaciones de cobertura	5.598	5.708
Cuentas por pagar	(974.613)	(166.402)
Obligaciones laborales	(2.676)	811
Pensiones de jubilación	(65)	-
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	506	-
Pasivos estimados y provisiones	16.678	(17.085)
Otros pasivos	1.288	(1.288)
(DISMINUCIÓN) AUMENTO EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ (1.124.810)	$ 579.460

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

RICARDO ROA BARRAGAN
Representante legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53.918 -T

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

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL PERÍODO DE DOS MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y POR EL PERIODO DE DIEZ MESES TERMINADO EL 31 DE OCTUBRE DE 2014
(En millones de pesos colombianos).

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
(Pérdida) utilidad neta del periodo	$ (399.747)	$ 1.380.602
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	4.076	20.149
Diferencia en cambio	123	(23.686)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(3.046)	(11.399)
Recuperaciones y provisiones	(13.018)	(778)
(Pérdida) utilidad método de participación	369.363	(75.529)
Utilidad en venta de activos fijos	-	(78)
Utilidad valoración operaciones de cobertura	(5.598)	(5.708)
Amortización impuesto al patrimonio	3.268	16.339
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(3.770)	(18.051)
Impuesto diferido, neto	(7.365)	4.913
	(55.714)	1.286.774
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	563.339	(1.212.294)
Inventarios	(29)	415
Otros activos	554	(777)
Recursos entregados en administración	6.013	17.467
Cuentas por pagar	975.263	166.402
Obligaciones laborales	2.676	(811)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	24.227	-
Pasivos estimados y provisiones	(13.642)	17.243
Otros pasivos	(8.202)	989
Fondos netos provistos por las actividades de operación	1.494.485	275.408
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de propiedades, planta y equipo	(48.364)	(92.242)
Aumento de inversiones permanentes	(43.902)	(40.528)
Disminución de otros activos	(1.772)	612
Aumento de inversiones temporales	84.676	(123.588)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(9.362)	(255.746)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	(393.212)	511.227
Dividendos decretados	(1.100.874)	(590.533)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(1.494.086)	(79.306)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	(8.963)	(59.644)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	12.266	44.718
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 3.303	$ (14.926)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

RICARDO ROA BARRAGAN
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N°53.918 -T

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

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 1 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.

La Empresa tiene como objeto social principalmente la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, igualmente, puede participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. Actualmente, la Empresa desarrolla la actividad operativa relacionada con la transmisión de energía y cuenta con un portafolio de inversiones en el sector energético.

Plan de reestructuración – El 24 de enero de 1997 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y la Junta Directiva 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 compañías, EMGESA S.A. E.S.P. dedicada a la generación y CODENSA S.A. E.S.P. a la distribución y comercialización de energía. Para la constitución de las nuevas compañías, 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 compañías.

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

Emisión de bonos – El 7 de octubre de 2011 en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No. 061 se autorizó realizar la emisión de bonos bajo la regla 144A Regulación S,

para ejercer el call del bono emitido por EEB International Ltd. en octubre de 2007, por un monto de USD$610 millones sin incrementar el endeudamiento externo de la Empresa.

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

El 6 de diciembre de 2011 la Empresa 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% SV.

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD$112 millones y USD$27 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial.

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 constituyo 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.

Proyecto Suroccidente - La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) adjudicó en febrero 2015 a la Empresa Energía de Bogotá S.A. ESP el proyecto UPME denominado el Refuerzo Sur Occidental: Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas. 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.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 de 1994 o Estatuto de Servicios Públicos, 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 y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

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 son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. BASES DE PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

a. *Estados financieros individuales*- Los presentes estados financieros Individuales de la Empresa sirven de base para la distribución de dividendos y otras apropiaciones; no consolidan los activos, pasivos, patrimonio y resultados de las subordinadas. Sin embargo, por requerimientos legales, la Compañía está obligada a presentar los estados financieros Consolidados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, los cuales se presentan en forma separada.

b. *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.

c. *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 1° de enero de 2001, la Contaduría General de la Nación, mediante Resolución N° 364 del 29 de noviembre de 2001, suspendió el sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables, sin reversar 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 –CGN–, se eliminaron las cuentas de ajustes por inflación del Plan General de Contabilidad Pública, lo que 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 a partir del año gravable 2007.

d. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

4. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

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

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa para la elaboración de sus estados financieros:

a. *Unidad monetaria* – La unidad monetaria utilizada por la Empresa es el peso Colombiano.

b. *Período contable* – La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, en Acta No. 32 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, pueda en cualquier momento determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

La Junta Directiva No. 1522 del 1° de octubre de 2014, en uso de sus atribuciones estatutarias, ordenó a la Administración efectuar el corte de sus cuentas y emitir estados financieros al 31 de octubre de 2014 con el propósito de someter a consideración de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas la aprobación de los mismos y una eventual distribución de dividendos. En consecuencia, los estados financieros al 31 de octubre de 2014, corresponden al periodo de diez meses comprendido entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014, hecho que afecta la comparabilidad de los mismos, con los presentados al 31 de diciembre de 2014, que corresponden a un periodo de 2 meses.

c. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($2.392,46 y $2.050,52) por USD$1 al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de octubre de 2014, respectivamente) y para la conversión de los saldos en Euros ($2.655,36 y $2.568.07) por EUR$1 al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de octubre de 2014, respectivamente. La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso y la causada por inversiones controladas en el exterior, la cual es registrada en el patrimonio como superávit método de participación.

d. *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, el método de participación patrimonial 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 controladas y 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 controladas - Las inversiones patrimoniales en entidades controladas comprenden las inversiones realizadas con la intención de ejercer control o de compartirlo, así como aquellas en las que la Empresa ejerce influencia importante. Estas inversiones se actualizan por el método de participación patrimonial, de acuerdo con la Resolución Nº 356 de 2007 de la CGN y sus modificaciones. Bajo el método de participación, las inversiones en subordinadas se reconocen al costo y se ajusta con:

- Cargo o abono al costo de la inversión por la participación de la Empresa en la utilidad o pérdida neta de la subordinada, con una contrapartida al estado de resultados.

- Cargo o abono a la inversión por la participación de la Empresa en la variación patrimonial de la subordinada, con contrapartida a superávit por método de participación en el patrimonio, cuando hay aumento; cuando hay disminución, como superávit por método de participación hasta agotarlo, y su exceso, con cargo al estado de resultados, excepto por el originado en las variaciones patrimoniales por efecto conversión.

- Abono al costo de la inversión por el monto de los dividendos recibidos de la subordinada, que correspondan a períodos en los cuales la Empresa aplicó el método de participación.

Si el valor intrínseco sobre el valor en libros de la inversión contabilizada por el método de participación presenta:

- *Exceso* - se registra incrementando las valorizaciones con abono al superávit por valorización incluido en las cuentas patrimoniales.

- *Defecto* - se registra disminuyendo las valorizaciones con cargo al superávit por valorizaciones hasta agotarlo. Cualquier defecto adicional se reconoce como pérdida en el estado de resultados.

Las inversiones en compañías subordinadas del exterior se registran con base en los estados financieros al cierre de cada período, convertidos a pesos colombianos, para la conversión de los estados financieros se observa lo siguiente: Las partidas del balance son calculadas usando el tipo de cambio de cierre, las partidas del estado de resultados son calculadas usando el tipo de cambio promedio acumulado al cierre de cada mes, el efecto neto con respecto a la tasa de cierre se reconoce como ajuste por conversión en el patrimonio.

Inversiones patrimoniales en no controladas – Las inversiones patrimoniales de renta vairable 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.

e. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.

f. *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.

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

h. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4% a 10%	10 a 25 años
Redes, líneas y cables	2% a 4%	25 a 50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años

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.

i. *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.

j. *Otros activos* -

Gastos pagados por anticipado – Corresponde a primas de seguros que son amortizadas en línea recta de acuerdo con el plazo de la vigencia de las pólizas.

Cargos diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y estudios y proyectos, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – 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.

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 la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

Para los empleados cubiertos con el nuevo régimen de seguridad social (Ley 100 de 1993), la Empresa cubre su obligación de pensiones a través del pago de aportes a Colpensiones, y/o a los Fondos Privados de Pensiones en los términos y con las condiciones contempladas en dicha ley.

l. *Beneficios complementarios* – La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico y

educación, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está provisionando 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. *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.

n. *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.

o. *Depósitos recibidos en administración* – Se registran 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.

p. *Depósitos entregados en administración* – Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en fideicomisos de administración son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

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 y su sobretasa* – 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, la Empresa optó 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. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por servicios se reconocen en el período en el cual se prestan. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

t. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, 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 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.

u. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividido entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

v. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo está conformado por los saldos en caja y bancos.

w. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las cuentas de orden fiscales para registrar los movimientos fiscales de los activos.

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 Normas Internacionales de Información Financiera (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.

5. SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA

La Empresa presenta al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera, los cuales son registrados por su equivalente en pesos a esa fecha:

	Al 31 de Diciembre de 2014			Al 31 de Octubre de 2014		
	Dólares		Millones de pesos	Dólares		Millones de pesos
Activos:						
Inversiones temporales	USD	166,162,932	$ 397.538	USD	199,664,833	$ 409.415
Cuentas por cobrar CP		12,186,432	29.156		6,551,812	13.435

	Al 31 de Diciembre de 2014			Al 31 de Octubre de 2014		
		Dólares	Millones de pesos		Dólares	Millones de pesos
Inversiones permanentes		884,667,239	2.116.531		884,667,239	1.814.028
Cuentas por cobrar LP		381,500,000	912.723		381,500,000	782.273
Total activos	USD	1,444,516,603	3.455.948	USD	1,472,383,884	$ 3.019.151
Pasivos:						
Obligaciones financieras	USD	834,081,603	$ 1.995.507	USD	857,083,081	$ 1.757.466
Total pasivos		834,081,603	1.995.507		857,083,081	1.757.466
Posición neta activa	USD	610,435,000	$ 1.460.441	USD	615,300,803	$ 1.261.685

6. EFECTIVO

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Caja	$ 30	$ 104
Bancos (1)	3.273	12.162
	$ 3.303	$ 12.266

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 el saldo en bancos corresponde a depósitos en cuentas bancarias, las cuales han tenido un rendimiento promedio de 3,89% y 3,90% E.A., respectivamente. No existen restricciones sobre los saldos del efectivo en estas fechas.

7. DEUDORES, NETO

Prestación de servicios	$ 11.818	$ 13.294
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 16)	941.924	816.249
Dividendos por cobrar a vinculados (Ver Nota 16)	826.252	1.354.895
Avances y anticipos entregados	24.234	29.507
Anticipo de impuestos y contribuciones	1.923	21.747
Depósitos entregados	7.014	7.851
Otros deudores (1)	29.921	47.117
Deudas de difícil cobro (2)	35.725	760
	1.878.811	2.291.420
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo(3)	(36.148)	(36.796)
	1.842.663	2.254.624

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(943.785)	(798.922)
	$ 898.878	$ 1.455.702

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 el saldo de otros deudores corresponde a:

Cuotas partes pensionales (a)	$ 17.713	$ 20.935
Compartibilidad pensional	2.056	14.452
Préstamos a empleados y pensionados	7.015	8.093
Otros deudores	3.137	3.637
	$ 29.921	$ 47.117

a) De acuerdo con requerimiento realizado por La Contraloría, se realizó el registro del cálculo actuarial correspondiente a cuotas partes pensionales al 31 de diciembre de 2014 por $16.470. El saldo registrado al 31 de octubre de 2014, fue reclasificado a la cuenta de deuda de difícil recaudo.

(2) Al 31 de diciembre de 2014 la Empresa realizó reclasificación de los saldos de compartibilidad pensional y cuotas partes registradas por $12.534 y $20.068, respectivamente, a la cuenta de deudas de difícil recaudo.

(3) El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 36.796	$ 35.642
Recuperación, provisión otros deudores	-	(86)
Provisiones	151	1.240
Castigo	(799)	-
Saldo final	$ 36.148	$ 36.796

8. INVENTARIOS, NETO

Almacenes	$ 9.216	$ 9.353
Inventario en poder de terceros	282	117
Menos – Provisión para inventarios	(984)	(954)
	$ 8.514	$ 8.516

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	$ 954	$ 870
Ajuste con cargo a resultados	30	84
Saldo final	$ 984	$ 954

La Compañía realiza acciones para garantizar la adecuada conservación y salvaguarda de sus inventarios y éstos se encuentran asegurados mediante una póliza de daños materiales combinados; además realiza inventarios físicos periódicamente, no encontrando diferencias significativas en sus conteos. Los inventarios no tienen restricciones o gravámenes que limiten su uso o realización.

9. 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	$ 8.734	$ -	$ 8.734
Construcciones en curso (1)	185.479	-	185.479
Subtotal no depreciables	194.213	-	194.213
Depreciables:			
Edificaciones	28.752	(12.643)	16.109
Plantas y ductos / subestaciones	157.498	(81.353)	76.145
Redes, líneas y cables	298.019	(116.565)	181.454
Maquinaria y equipo	4.240	(1.790)	2.450
Muebles, enseres y equipos de oficina	1.732	(1.302)	430
Equipo de computación y comunicación	10.397	(6.862)	3.535
Equipo de transporte, tracción y elevación	624	(452)	172
Equipo de comedor, cocina y despensa	94	(70)	24
	501.356	(221.037)	280.319
Provisión para la protección de propiedades, planta y equipo	(40.101)	-	(40.101)
	$ 655.468	$ (221.037)	$ 434.431

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

No depreciables:			
Terrenos	$ 8.734	$ -	$ 8.734
Construcciones en curso (1)	142.036	-	142.036
Subtotal no depreciables	150.770	-	150.770
Depreciables:			
Edificaciones	26.253	(12.557)	13.696
Plantas y ductos / subestaciones	156.652	(81.679)	74.973
Redes, líneas y cables	297.971	(115.159)	182.812
Maquinaria y equipo	4.355	(1.807)	2.548
Muebles, enseres y equipos de oficina	1.770	(1.316)	454

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
Equipo de computación y comunicación	10.351	(6.759)	3.592
Equipo de transporte, tracción y elevación	624	(445)	179
Equipo de comedor, cocina y despensa	94	(68)	26
	498.070	(219.790)	278.280
Provisión para la protección de propiedades, planta y equipo	(40.220)	-	(40.220)
	$ 608.620	$ (219.790)	$ 388.830

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 corresponden a:

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	$ 2.759	$ 2.394
Subestaciones	2.942	2.406
Centro de control	3.349	3.154
Construcción bodegas	32	2.305
Proyectos UPME (a)	170.616	126.024
Otros	5.781	5.753
	$ 185.479	$ 142.036

a) Corresponde al avance en la ejecución de construcciones asociadas a los proyectos UPME (Unidad de planeación minero energética) para la ampliación del sistema de transmisión nacional y que fueron adjudicadas a la Empresa: Armenia, Tesalia, Chivor, Alférez, SVC Tunal, Sogamoso, Bolívar y Rio Córdoba. Las convocatorias UPME de Bolívar y Rio Córdoba fueron adjudicadas durante el año 2014.

Para efectos fiscales la Empresa está depreciando sus activos con tasas diferenciales de depreciación. De acuerdo con lo anterior, la Empresa al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 registró un impuesto diferido pasivo por $36.169 y 35.388, respectivamente (Ver Nota 18).

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

La Empresa anualmente contrata el seguro de daños materiales combinados, terrorismo, y pérdidas consecuenciales, para cubrir contra todo riesgo de daño los activos fijos de la Empresa. En este seguro se reporta como valor asegurable, el valor de reposición a nuevo de los activos asegurados, el cual se establece con base en la información de activos del Sistema de Transmisión Nacional de Empresa.

10. INVERSIONES, NETO

Inversiones de administración de liquidez-

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Inversiones temporales:		
Certificados de depósito a término (1)	$ 412.103	$ 394.272
Bonos y títulos	388.610	340.473
Bonos vinculados (Ver Nota 16)	11.816	11.863
Derechos fiduciarios	418	560
	812.947	747.168
Menos - Inversiones largo plazo (2)	(345.339)	(302.278)
	$ 467.608	$ 444.890

Inversiones patrimoniales -

Inversiones permanentes:		
En compañías controladas (3)	3.301.264	3.670.657
En compañías no controladas (4)	1.662.904	1.620.268
Menos – Provisión (4)	(2.806)	(2.785)
	1.660.098	1.617.483
	$ 4.961.362	$ 5.288.140

(1) A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros al 31 de Diciembre de 2014
CDT	Bco. Citibank	09/05/2014	09/05/2015	4,60%	1.165	$ 1.200
CDT	Bco. Sudameris	29/12/2014	30/03/2015	4,40%	26.566	26.573
CDT	Av Villas	29/12/2014	30/03/2015	4,15%	26.000	26.006
						53.779
Time Deposit	Bank of Amercia	26/12/2014	09/01/2015	0,10%	6.497	6.624
Time Deposit	Bogota New York	28/11/2014	15/01/2015	0,27%	17.321	19.144
Time Deposit	Bogota New York	10/12/2014	10/02/2015	0,45%	47.639	47.861

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros al 31 de Diciembre de 2014
Time Deposit	Bogota New York	10/12/2014	10/03/2015	0,70%	37.159	37.337
Time Deposit	BBVA New York	10/10/2014	07/05/2015	0,49%	24.501	28.742
Time Deposit	Banco Davivienda Miami	28/11/2014	15/01/2015	0,15%	89.487	98.896
Time Deposit	BNP Paribas	10/10/2014	15/01/2015	0,36%	81.668	95.777
Time Deposit	BNP Paribas	17/10/2014	15/01/2015	0,36%	20.744	23.943
						358.324
						$ 412.103

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término mantenidos por la Empresa al 31 de octubre de 2014:

CDT	Banco Citibank	09/05/2014	09/05/2015	4,60%	$ 1.166	$ 1.191
CDT	Banco Sudameris	15/08/2014	26/11/2014	4,40%	7.600	7.669
CDT	Banco Colpatria	15/08/2014	26/11/2014	4,15%	5.000	5.043
CDT	AV Villas	15/08/2014	26/11/2014	4,15%	5.000	5.044
						18.947
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	12/09/2014	10/12/2014	0,61%	82.021	82.088
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	10/10/2014	10/11/2014	0,15%	41.010	41.014
Time Deposit	BBVA New York	12/09/2014	07/11/2014	0,31%	15.174	15.180
Time Deposit	BBVA New York	12/09/2014	26/11/2014	0,36%	16.609	16.618
Time Deposit	BBVA New York	10/10/2014	07/05/2015	0,50%	24.606	24.614
Time Deposit	BBVA New York	30/10/2014	05/11/2014	0,16%	4.059	4.059
Time Deposit	BNP Paribas	10/10/2014	15/01/2015	0,37%	82.021	82.038
Time Deposit	BNP Paribas	17/10/2014	15/01/2015	0,37%	20.505	20.508
Time Deposit	BNP Paribas	17/10/2014	21/11/2014	0,24%	89.198	89.206
						375.325
						$ 394.272

(2) Derivado de los recursos obtenidos en la reapertura del Bono, el 2 de diciembre de 2013 se suscribió un Acuerdo de Participación entre Deutsche Bank AG (Prestamista) y la EEB (Participante), en el cual se establece que el Prestamista le venda y transfiera al Participante una participación del 100% en la participación del préstamo sin garantía otorgado a EEB Ingeniería y Servicios S.A. y a Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.

espacio en blanco

(3) Inversiones permanentes en entidades controladas al 31 de diciembre de 2014

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Utilidad (pérdida) entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre 2014	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad (pérdida) método de participación entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre 2014	Valor neto en libros
TGI S.A. E.S.P.	Transporte de gas	106.529.903	Ordinarias	(269.068)	68,05%	$ 1.742.484	$ (183.098)	$ 1.559.386
EEB International Ltd.	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	2
Contugas S.A.C.	Distribución de gas	202.987.824	Ordinarias	(40.354)	63,18%	102.456	(24.321)	78.135
DECSA S.A. E.S.P.	Distribución de energía	108.502.500.000	Ordinarias	(77)	51,00%	166.962	(39)	166.923
TRECSA S.A.	Transporte de energía	13.599.912	Ordinarias	(2.143)	95,29%	368.588	(2.042)	366.546
EEB Perú Holdings Ltd.	Vehiculo de inversión	1.500	Ordinarias	4.345	100,00%	477.093	4.345	481.438
EEB Ingeniería y Servicios S.A	Ingeniería	78.079	Ordinarias	1.006	100,00%	2.587	1.006	3.593
EEB Ingeniería y Servicios Perú SAC	Vehiculo de inversión	6.151.270	Ordinarias	(408)	100,00%	5.191	(408)	4.783
EEB Energy	Vehiculo de inversión	120.000	Ordinarias	269	100,00%	3.233	269	3.502
EEB GAS S.A.S.	Vehiculo de inversión	14.371.008	Ordinarias	3.595	100,00%	598.412	3.595	602.007
Empresa de Movilidad Bogotá	Movilidad	4.999	Ordinarias	-	100,00%	5	-	5
IELAH	Vehiculo de inversión	15.000.000	Ordinarias	(168.670)	100,00%	203.614	(168.670)	34.944
						$ 3.670.627	$ (369.363)	$ 3.301.264

Inversiones permanentes en entidades controladas al 31 de octubre de 2014

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Utilidad (pérdida del periodo enero - octubre) 2014	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad (pérdida) método de participación enero - octubre de 2014	Valor neto en libros
TGI S.A. E.S.P.	Transporte de gas	106.529.903	Ordinarias	166.486	68,05%	1.629.508	$ 113.291	$ 1.742.799
EEB International Ltd.	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	2
Contugas S.A.C.	Distribución de gas	202.987.824	Ordinarias	(25.347)	67,80%	115.033	(17.186)	97.847
DECSA S.A. E.S.P.	Distribución de energía	108.502.500.000	Ordinarias	19.913	51,00%	155.489	10.156	165.645
TRECSA S.A.	Transporte de energía	13.599.912	Ordinarias	(10.145)	95,29%	326.238	(9.667)	316.571
EEB Perú Holdings Ltd.	Vehiculo de inversión	1.500	Ordinarias	38.510	100,00%	368.707	38.510	407.217
EEB Ingeniería y Servicios S.A	Ingeniería	78.079	Ordinarias	532	100,00%	1.125	532	1.657
EEB Ingeniería y Servicios Perú SAC	Vehiculo de inversión	6.151.270	Ordinarias	102	100,00%	4.413	102	4.515
EEB Energy	Vehiculo de inversión	120.000	Ordinarias	1.356	100,00%	1.336	1.356	2.692
EEB GAS S.A.S.	Vehiculo de inversión	14.371.008	Ordinarias	61.566	100,00%	539.475	61.566	601.041
Empresa de Movilidad Bogotá	Movilidad	4.999	Ordinarias	-	100,00%	5	-	5
IELAH	Vehiculo de inversión	15.000.000	Ordinarias	(123.131)	100,00%	453.797	(123.131)	330.666
						$ 3.595.128	$ 75.529	$ 3.670.657

(4) Inversiones permanentes en entidades no controladas al 31 de diciembre de 2014

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor neto en libros	Valorización (Ver Nota 12)
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	$ 736.514	-	$ 736.514	1.216.769
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	485.544
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	822.955
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	347.692
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	190.588	-	190.588	110.684
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	107.728	-	107.728	77.158
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	213.806
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía		Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	168.887
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,83%	21.462	-	21.462	137.876
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	33.851
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,05%	2.662	(2.536)	126	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(246)	767	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	2.366
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	10	(4)	6	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
					$ 1.662.904	$ (2.806)	$ 1.660.098	$ 3.617.594

Inversiones permanentes en entidades no controladas al 31 de octubre de 2014

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor neto en libros	Valorización (Ver Nota 12)
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	$ 736.514	-	$ 736.514	$ 1.167.006
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	465.259
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	797.322
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	335.642
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	163.348	-	163.348	93.428
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	92.332	-	92.332	59.760
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	261.614
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	150.403
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,83%	21.462	-	21.462	137.816
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	32.979
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,05%	2.662	(2.536)	126	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(225)	788	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	2.349
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	10	(4)	6	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
					$ 1.620.268	$ (2.785)	$ 1.617.483	$ 3.503.584

Inversiones en entidades controladas -

El objeto social y otra información relevante de las compañías filiales con las cuales se registró método de participación 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$115.40 millones (EEB USD$73.42 millones – TGI USD$41.98 millones).

Crédito sindicado Contugás – La filial Contugás tiene un crédito sindicado por USD$310 millones, a efectos de financiar 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

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.)

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante Calidda) – Fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002 y se dedica a la distribución y comercialización de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao

EEB Ingeniería y Servicios S.A. GT (en adelante EEBIS Guatemala)– 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 S.A.C Perú (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$0.12 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 Correval, 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 Bogota 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.

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 mantenía 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.

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.

Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2014, los estados financieros de IELAH presentan saldos como se detalla a continuación:

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de octubre de 2014
Activo corriente	$ 224.970	$ 201.289
Inversiones	731.402	817.616
Crédito mercantil	649.990	649.990
Amortización crédito mercantil	(16.250)	(10.833)
Obligaciones financieras	(1.555.130)	(1.322.585)
Cuentas por pagar	(39)	(4.811)
Patrimonio neto	(34.943)	(330.666)
Pérdida del ejercicio (a)	(291.801)	(123.131)

(a) El resultado del ejercicio por el periodo comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre utilizado para el registro del método de participación corresponde a la variación entre los dos periodos equivalente a una pérdida por $168.670.

El patrimonio neto y resultados de las compañías controladas tomado para aplicar el método de participación patrimonial fue el siguiente:

Al 31 de Diciembre de 2014

	Activos totales	Pasivos Totales	Patrimonio Neto	Utilidad (pérdida) del ejercicio Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014
TGI S.A. E.S.P.	$ 5.569.836	$ 3.278.275	$ 2.291.561	$ (269.068)
EEB International Ltd.	2	-	2	-
DECSA E.S.P.	327.305	6	327.299	(77)
Contugás S.A.C.	987.238	863.557	123.681	(40.354)
Trecsa S.A.	898.964	514.290	384.674	(2.143)
EEB Perú Holdings Ltd.	483.831	2.393	481.438	4.345
EEBIS Guatemala S.A.	89.079	85.486	3.593	1.006
EEB GAS S.A.S.	603.198	1.191	602.007	3.595
EEB Energy Re. Ltd.	16.215	17.213	3.502	269
EEBIS Perú S.A.C.	6.683	1.880	4.783	(408)
IELAH	1.590.113	1.555.169	34.944	(168.670)

Al 31 de Octubre de 2014

	Activos totales	Pasivos Totales	Patrimonio Neto	Utilidad (pérdida) del ejercicio Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
TGI S.A. E.S.P.	$ 6.004.893	$ 3.443.214	$ 2.561.679	$ 166.486
EEB International Ltd.	2	-	2	-
DECSA E.S.P.	326.467	1.672	324.795	19.913
Contugás S.A.C.	851.435	707.120	144.315	(25.347)
Trecsa S.A.	776.881	444.654	332.227	(10.145)
EEB Perú Holdings Ltd.	404.920	1.810	403.110	38.510
EEBIS GT	72.981	71.324	1.657	532
EEB GAS S.A.S.	602.247	1.206	601.041	61.566
EEB Energy Re. Ltd.	17.677	14.985	2.692	1.356
EEBIS Perú	5.569	1.054	4.515	102
IELAH	1.658.062	1.327.396	330.666	(123.131)

El siguiente es el detalle de los ingresos por dividendos:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Dividendos ganados (Ver nota 27):		
Codensa S.A. E.S.P. (1)	$ -	$ 460.699
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	-	822.548
Gas Natural S.A. E.S.P. (2)	52.565	67.311
Red de Energía del Perú	-	11.166
Interconexión Eléctrica S.A.	-	3.948
Banco Popular	36	175
Isagén S.A. E.S.P.	-	5.477
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	-	6.793
	$ 52.601	$ 1.378.117

(1) Al 31 de octubre de 2014 corresponde a los dividendos decretados enero – diciembre 2013 y por el periodo enero - agosto de 2014.

(2) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 corresponde a los dividendos decretados por al periodo enero – diciembre 2013 y enero – octubre 2014.

Inversiones en entidades no controladas -

El objeto social y otra información relevante de las principales Compañías filiales no controladas 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 20.952.601corresponden 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.

Consorcio 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 de la sociedad.

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. Al 31 de diciembre de 2014 EEB posee el 40% del capital social en 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.

11. OTROS ACTIVOS, NETO

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Gastos pagados por anticipado	$ 714	$ 1.268
Cargos diferidos	18.324	18.479
Impuesto al patrimonio (1)	-	78.429
Impuesto diferido débito (2)	27.205	27.275
Intangibles (3)	200.941	199.096
Otros	2.340	2.496
	249.524	327.043

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Menos amortización acumulada	(114.378)	(188.463)
	135.146	138.580
Menos – Porción corriente	(714)	(1.268)
	$ 134.432	$ 137.312

(1) El 1 de enero de 2011 se registró como un activo diferido por $78.429 el impuesto al patrimonio, con crédito la cuenta por pagar de impuestos, el cargo diferido se amortizó en línea recta durante 4 años. Durante el año se pagó y amortizó con cargo al estado de resultados por $19.607 correspondiente a la vigencia fiscal, siendo éste amortizado al 100%.

(2) Corresponde al menor impuesto de renta pagado por las diferencias temporales entre las vidas útiles contables y fiscales y el reconocimiento de los ajustes por inflación contables de los activos fijos, que originan un mayor valor de la depreciación que se deducen fiscalmente de este impuesto.

(3) El detalle de intangibles al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 es:

Crédito mercantil (4)	$ 137.628	$ 137.628
Derechos	57.287	57.287
Software	6.026	4.181
	$ 200.941	$ 199.096

(4) El crédito mercantil fue generado por la adquisición de las siguientes Compañías:

Transcogás S.A. E.S.P. (a)	$ 42.531
Consorcio Transmantaro S.A. (b)	69.368
EEB Perú Holding Ltd. (c)	25.729
	$ 137.628

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

- En junio de 2005 se adquirió 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por $29.179 (USD$12.5 millones a una TRM de $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 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

- 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 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

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). Dicho crédito mercantil se está amortizando en un periodo de 20 años.

c) En febrero de 2011 EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. ubicada 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). Dicho crédito mercantil se está amortizando en un periodo de 20 años.

12. VALORIZACIONES

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Inversiones (Ver nota 10)	$ 3.617.594	$ 3.503.584
Propiedades, planta y equipo:		
Terrenos	165.922	165.799
Edificaciones	77.046	77.046
Plantas y ductos / subestaciones	42.905	43.091
Redes, líneas y cables	28.571	28.571
Maquinaria y equipo	529	503
Muebles y Enseres	184	195
Equipo de comunicación y computación	1.164	1.164
Equipo de comedor cocina y despensa	6	6
Equipo de transporte, tracción y elevación	133	133
	$ 3.934.054	$ 3.820.092

El avalúo técnico de las Propiedades, Planta y Equipo fue elaborado al 31 de diciembre de 2013 por CONSULTORES UNIDOS S.A. Para la valoración económica de los activos en operación, se utilizó la metodología de Costo de Reposición Depreciado Lineal, metodología de reconocido valor técnico para la asignación de valor a los bienes públicos, y aprobada por la Contaduría General de la Nación, tal como lo indica el numeral 18, del procedimiento contable para el reconocimiento y revelación de hechos relacionados con las propiedades, planta y equipo; emitido mediante Resolución N° 356 del 5 de septiembre de 2007.

13. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de Interés	Fecha de Vencimiento	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
TGI (1)	DTF + 1%	20/06/2015	$ 52.867	$ 400.370
EEB GAS SAS (1)	DTF + 1,5%	01/07/2015	92.311	91.500
Bonos y títulos emitidos (2)	6,13%	10/11/2021	1.807.197	1.580.262
Corporación Andina de Fomento (3)	Libor + 1,6%	30/05/2020	188.310	177.204
Leasing Bancolombia	DTF + 3,75%	31/08/2015	1.002	1.064
			2.141.687	2.250.400
Menos – Porción corriente			(195.283)	(567.382)
			$ 1.946..404	$ 1.683.018

(1) Contratos de Mutuo Comercial – El 20, 24 y 27 de junio de 2014 se firmaron tres contratos entre EEB y TGI por total de $400.000 con una tasa de interés del DTF + 1% y con un plazo de hasta 360 días pagadero mes vencido, el 18 de noviembre de 2014 la Empresa realizó el pago de dos de éstas obligaciones y realizó un pago parcial sobre la tercera, por lo que el saldo al 31 de diciembre de 2014 es de $52.867.

Igualmente, el 1 de julio de 2014 se firmó un contrato ente EEB y EEB GAS S.A.S. por $90.000 con una tasa de interés del DTF + 1,5% y con un plazo de hasta 360 días pagadero mes vencido.

Los créditos adquiridos fueron utilizados para financiar la adquisición de IELAH. (Ver Nota 16).

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

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

El 6 de diciembre de 2011 EEB International LTD utilizó la opción call del bono y canceló la totalidad de la obligación.

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD$112 millones y USD$27 millones, respectivamente, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial, en estas reaperturas se presentaron primas por USD$1.9 millones y USD$0.472 millones, respectivamente, lo que disminuyó la tasa efectiva de los bonos del 6.125% SV al 5.48% SV.

(3) Como parte del proceso de reestructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por USD$100 millones.

A continuación se detalla los saldos de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Dólares	$ 834.081.603	$ 857.083.081

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

Año	Valor
2016	$ 34.178
2017	34.178
2018	34.178
2019 y siguientes	1.843.870
	$ 1.946.404

Covenants – La Empresa adquirió unos compromisos en calidad de emisor del bono efectuado por USD$610 millones a una tasa del 6,125% SV en noviembre del 2011 y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión. A continuación se describen los más relevantes de carácter financiero:

- 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.

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., Contugas S.A.C., Trecsa S.A., EEB International Ltd., EEB Gas Ltd., EEB Gas S.A.S., EEB Ingeniería y servicios Perú y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus subsidiarias 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 subsidiarias no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía, distribución de energía, transporte de gas, distribución de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus subsidiarias 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 subsidiarias no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

  - 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 subsidiarias no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

  Adicional a lo anterior, la Empresa y su subsidiaria 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 el período.

  Las restricciones anteriores no tendrán efectos si la Empresa de Energía de Bogotá es calificada 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 Standardad & Poor´s, por lo tanto las restricciones anteriores no tienen efecto.

14. OPERACIONES DE COBERTURA

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 nocional 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.

Al 31 de diciembre y 31 de octubre de 2014 los resultados de la valoración de mercado de las coberturas son las siguientes:

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Derechos sobre operaciones de cobertura	$ -	$ (8.352)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	-	13.949
	$ -	$ 5.598

La empresa liquidó la operación de cobertura, el 10 de noviembre de 2014.

15. CUENTAS POR PAGAR

Adquisición de bienes y servicios	$ 7.017	$ 1.357
Acreedores	10.949	5.141
Dividendos por pagar (1)	1.101.190	197.146
Impuestos por pagar (Ver Nota 20)	59.195	1.443
Compañías vinculadas (Ver Nota 16)	833	311
Otras	1.337	510
	$ 1.180.521	$ 205.908

(1) Al 31 de diciembre de 2014 refleja principalmente el valor de los dividendos decretados en diciembre de 2014 correspondientes al periodo Enero – Octubre de 2014 por $1.100.874.

16. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Inversiones temporales – (Ver Nota 10)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 11.816	$ 10.069
Emgesa S.A. E.S.P.	-	1.794
	11.816	11.863
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 7)		
Emgesa S.A. E.S.P.	46	46
Contugás S.A.C. (1)	32.449	26.662
Trecsa S.A.	10.570	7.026
Calidda	2.067	110
EEBIS Guatemala.	4.562	3.225
TGI S.A. E.S.P. (2)	892.230	779.180
	$ 941.924	$ 816.249

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Dividendos por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 286.044	$ 354.240
TGI S.A. E.S.P.	-	348.773
DECSA S.A. E.S.P	-	840
Emgesa S.A. E.S.P.	540.208	651.042
	$ 826.252	$ 1.354.895
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 15)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 2	$ 72
Emgesa S.A. E.S.P.	197	226
EEB GAS S.A.S	5	5
Empresa de Movilidad	5	5
EEB Ingeniería y Servicios Perú	622	1
EEB International Ltd.	2	2
	833	311
Obligaciones Financieras – (Ver Nota 13)		
TGI S.A. E.S.P	52.867	400.370
EEB GAS S.A.S	92.311	91.500
Subtotal Obligaciones Financieras	145.178	491.870
Otros pasivos – (Ver Nota 18)		
TGI S.A. ESP	-	1.348
	$ 146.011	$ 493.529

(1) Al 31 de diciembre de 2014 incluye un crédito por USD$11.50 millones otorgado por EEB a CONTUGAS el 29 de diciembre de 2014 con vencimiento el 01 de diciembre de 2019, con una tasa de interés del 6% EA pagaderos junto con el capital a la fecha de vencimiento, adicionalmente el saldo por cobrar por el acuerdo de servicios.

(2) Al 31 de diciembre de 2014 incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por USD$370 millones, en pesos $885.210 e intereses por $7.020, ($758.692 al 31 de octubre de 2014 e intereses por $20.488) a una tasa del 6,125% SV con vencimiento en 2022.

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas, descritos en la Nota 9:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 79	$ 394
Codensa S.A. E.S.P.	-	34
Contugás SAC.	1.173	8
Trecsa S.A.	1.700	-
Calidda S.A.	1.643	-
TGI S.L. – España	-	1.909
EEB Ingeniería y Servicios Guatemala	577	-
TGI S.A. E.S.P. (1)	10.006	43.742
	15.178	46.087
Ingresos por dividendos: (2)		
Emgesa S.A. E.S.P.	-	822.548
Codensa S.A. E.S.P.	-	460.699
	-	1.283.247
	$ 15.178	$ 1.329.334
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 217	$ 729
Codensa S.A. E.S.P.	248	2.157
TGI S.A. E.S.P. (3)	1.366	7.221
EBBIS PERU	621	-
EEB GAS SAS. (3)	872	1.612
	$ 3.324	$ 11.719

(1) Al 31 de diciembre de 2014 incluye: a) $8.658 ($37.000 al 31 de Octubre de 2014) por los intereses de los préstamos otorgados por USD$370 millones a TGI, y, b) honorarios por el contrato de apoyo técnico de TGI por $1.348 ($6.742 al 31 de Octubre de 2014).

(2) Al 31 de octubre de 2014 refleja el valor de los dividendos decretados por Emgesa y Codensa en marzo de 2014 correspondientes al periodo enero – diciembre de 2013 por $450.465 y $277.944, respectivamente y los dividendos decretados en el mes de octubre de 2014 correspondientes al periodo enero – agosto de 2014 por $372.083 y $182.755, respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2014 incorpora el valor del gasto por intereses causados por los contratos de mutuo otorgados por las filiales a EEB (ver nota 12).

Contratos servicios técnicols de apoyo –TGI - EEB firmó un contrato con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de TGI y con un plazo de 20 años. El valor anual para 2014 corresponde al 1,3% del EBITDA anual de Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP.

Acuerdos de servicios filiales del exterior - EEB suscribió con Contugás S.A.C., Trecsa S.A., EEB Ingeniería y Servicios S.A. y Calidda, contratos de acuerdos de servicios para brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social. Los contratos fueron suscritos el 15 de julio de 2011 con Contugás S.A.C. y Trecsa S.A.; el 10 de diciembre de 2012 con EEB Ingeniería y Servicios S.A. y el 14 de noviembre de 2013 con Cálidda. El pago anual está basado en los costos directos e indirectos en los que haya incurrido el contratista y un margen de utilidad que estará definido en función de la respectiva actividad.

Por otra parte, EEB Ingeniería y servicios Perú S.A suscribió un contrato con EEB cuyo objeto es la prestación de asesoría y servicios técnicos en la identificación, evaluación y formulación de proyectos de inversión en el sector de energía del Perú. Dicho acuerdo fue suscrito el 31 de julio de 2014 con un plazo de 2 años.

Compromisos –

Contugás - 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.

De igual forma el préstamo suscrito por el Consorcio Transmantaro en octubre de 2012 por USD$100 millones (40% EEB y 60% ISA) están respaldados por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB e Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

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.

Precios de transferencia - la Empresa preparó un estudio de precios de transferencia sobre las operaciones realizadas con vinculados económicos del exterior durante 2013. El estudio no dio lugar a ajustes que afectaran los ingresos, costos y gastos fiscales de la Empresa. Aunque el

estudio de precios de transferencia de 2014 se encuentra en proceso de preparación, no se anticipan cambios significativos con el año anterior, en vista de que las operaciones realizadas con vinculadas del exterior durante el 2014 tuvieron un comportamiento similar a las realizadas durante el 2013, se espera no tener impacto en la declaración de renta del periodo.

Operaciones de administradores - Al 31 de diciembre 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. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre de y al 31 de octubre de 2014:

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Provisión para contingencias	$ 47.848	$ 47.070
Cálculo actuarial cuotas partes pensionales por pagar	3.890	4.455
Otras provisiones (1)	2.035	18.713
	53.773	70.238
Menos - Largo plazo	(51.738)	(51.525)
	$ 2.035	$ 18.713

Las provisiones para contingencias corresponden a:

Administrativas	$ 3.448	$ 2.132
Civiles	7.633	3.388
Laborales (2)	36.767	41.550
	$ 47.848	$ 47.070

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 incluyen las provisiones para impuesto de industria y comercio por $1.684 y $12.622, respectivamente, impuesto al patrimonio por $ 0 y $4.177, respectivamente y provisión para prestaciones sociales por $351 y $1.914, respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre 2014 incluye provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $30.004 (33.774 al 31 de Octubre de 2014), en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones.

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 ($54.655 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 rio 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 USD$ 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.

18. OTROS PASIVOS

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 1.943	$ 1.968
Prima reapertura del Bono	5.023	4.416
Apoyo técnico (Ver Nota 16)	-	1.348
Impuesto diferido (2)	36.169	43.605
	43.135	51.337
Menos – Porción corriente (1)	(145)	(1.433)
	$ 42.990	$ 49.904

(1) Corresponde principalmente al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. (ISA) el 6 de septiembre de 2007, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones por un período de 20 años.

(2) Al 31 de diciembre y al 31 de octubre 2014, representan las diferencias temporales presentadas por el exceso de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable por $36.169 y 43.605 (Ver Nota 9) y por el efecto de la valoración de las coberturas por $- y $8.217, respectivamente.

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 234.968	$ 218.306
Menos – Porción corriente	(24.776)	(24.711)
	$ 210.192	$ 193.595

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2014 se determinó con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa nominal anual del 3%. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 31 de diciembre de 2014 fue de 1.709.

En el acta No. 1325 del 2 de diciembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, 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.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registró al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014, el pasivo por beneficios médicos y educación a que tienen derecho los pensionados, 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 beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio.

Beneficios complementarios a pensiones	$ 35.905	$ 32.111
Menos – Porción corriente	(3.750)	(4.256)
Beneficios complementarios a pensiones a largo plazo	$ 32.155	$ 27.855

El cálculo de beneficios complementarios se ajusta anualmente con base en los estudios actuariales realizados y los pagos por estos conceptos se cargan directamente a resultados del periodo.

El acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010.

La Empresa ha determinado mantener la provisión por éstos conceptos hasta tanto no se den progresos importantes o se conozcan resultados asociados a dicha provisión.

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de nómina de pensiones de jubilación y amortización de pensiones y prestaciones es el siguiente:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Pensiones de jubilación – nómina (Ver Nota 25)	$ 5.035	$ 19.763

Recursos entregados en administración - Al 31 de diciembre de 2014, el Fondo de Pensiones asciende a $164.247 ($167.215 al 31 de octubre de 2014), 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 reintegrada o trasladada 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.

20. 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 creo 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.

Sobretasa impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) El artículo 21 de la Ley 1739 del 23 de diciembre de 2014, creo esta sobretasa por los años gravables de 2015, 2016, 2017 y 2018, la tarifa es del 5%, 6%, 8% y 9% respectivamente. La base gravable es la determinada de conformidad con el artículo 22 y siguientes de la Ley 1607 de 2012 o la que lo modifique o sustituya.

Las declaraciones de renta correspondientes a los años gravables 2011 al 2013 se encuentran abiertas para revisión de las autoridades tributarias.

El detalle de la cuenta por pagar de impuestos, gravámenes y tasas es el siguiente (Ver nota 14):

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Impuesto de industria y comercio (1)	$ 46	$ 29
Retención en la fuente	1.303	1.004
Retención en la fuente CREE	304	547
Impuesto por pagar renta año 2014	31.649	-
Impuesto por pagar CREE año 2014	25.321	-
Impuesto sobre las ventas por pagar	572	(137)
	$ 59.195	$ 1.443

La liquidación y pago del impuesto sobre la renta es anual; se presenta la provisión para impuestos sobre la renta y complementarios por cada período así:

Impuesto CREE	$ 24.721	$ 4.177
Impuesto de renta	51.000	-
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	(7.366)	4.913
Impuesto sobre la renta, neto	$ 68.355	$ 9.090

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

	Entre el 1 de enero y el 31 de Diciembre de 2014
Utilidad antes de impuestos	$ 1.058.300
Menos:	
Ingresos no constitutivos de renta	(1.890.728)
Otros gastos deducibles	(170.568)
Ingresos no fiscales	(292.130)
Más:	
Ingresos fiscales	878.941
Gastos y costos no deducibles	634.173
Utilidad líquida del ejercicio antes de renta exenta	217.988
Renta exenta (2)	(13.989)
Renta líquida gravable renta	203.999

	Entre el 1 de enero y el 31 de Diciembre de 2014
Tarifa del impuesto de renta	25%
Impuesto a cargo renta y ganancias ocasionales	$ 51.000

A continuación se presenta el cálculo del impuesto CREE:

Utilidad antes de impuestos	$ 1.058.300
Menos:	
Ingresos no constitutivos de renta	(1.890.728)
Otros gastos deducibles	(54.894)
Ingresos no fiscales	(292.130)
Más:	
Ingresos fiscales	878.941
Gastos y costos no deducibles	635.588
Utilidad líquida del ejercicio antes de renta exenta	335.077
Renta exenta (2)	(13.989)
Renta líquida gravable cree	321.088
Tarifa del impuesto de cree	9%
Impuesto a cargo cree	$ 28.898

La provisión para impuestos sobre la renta y complementarios para el año 2014 se detalla a continuación:

Impuesto a cargo renta y ganancias ocasionales	51.000
Impuesto a cargo cree	28.898
Efecto impuesto diferido	(2.453)
Impuesto sobre la renta y cree, neto	$ 77.445

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

Patrimonio contable	$ 8.599.274
Reajustes fiscales	736.779
Activos y provisiones	(193.543)
Pasivos estimados y provisiones	126.220
Valorizaciones	(3.934.055)
Patrimonio fiscal estimado	$ 5.334.675

(1) Impuesto de industria y comercio – La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0,966%, 0,414% en Bogotá, 0,6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha, Ubalá, Pasto 0,5%, Yaguará 0,8%, Altamira 1,0% y Mocoa 0,8%, Villavicencio 0.6%, Medellín, Popayán 0.8%. Circasia 1.0%, San Luis de Gaceno 1.0% y Cali 1.0%.

(2) EEB obtuvo ingresos en Perú por concepto principalmente de dividendos y acuerdos de servicios, los cuales son exentos de conformidad con la Decisión 578 - Régimen para evitar la doble tributación y prevenir la evasión fiscal.

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.

21. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado 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 y al 31 de octubre de 2014, 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	1.546.917.587	16,848794
	9.181.177.017	100,00

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

Revalorización del patrimonio – La revalorización del 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.

22. INGRESOS OPERACIONALES

Por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014 y 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014, los ingresos operacionales ascienden a $96.179 y $23.529, respectivamente, correspondientes a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

Al 31 de diciembre y al 31 de octubre de 2014 se presentan otros ingresos de la unidad de negocio de transmisión por $471 y $3.452, respectivamente correspondientes principalmente a aprovechamientos, arrendamientos, honorarios.

23. COSTOS DE VENTAS

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Servicios personales	$ 2.151	$ 7.817
Generales	532	1.293
Depreciaciones	2.598	12.796
Amortizaciones	68	332
Arrendamientos	8	150
Bienes y servicios	172	752
Contribuciones	2.230	9.171
Operación y mantenimiento	1.598	4.440
Honorarios	181	1.072
Servicios públicos	11	62
Seguros	356	1.645
Impuestos	254	1.249
Seguridad y vigilancia	36	124
	$ 10.195	$ 40.903

24. OTROS INGRESOS

Honorarios	$ 5.609	$ 6.775
Recuperaciones (1)	23.336	29.649
Utilidad en venta de activos fijos	-	78
Arrendamientos	874	4.341
Otros ingresos	112	336
	$ 29.931	$ 41.179

(1) En 2014 las recuperaciones incluyen:

Compartibilidad pensional	$ 329	$ 2.273
Cuotas partes pensionales	474	1.745
Provisiones	20.265	7.417
Provisión cálculo actuarial pensiones y beneficios pensiones	2.185	18.052
Otros	83	162
	$ 23.336	$ 29.649

25. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Servicios personales	$ 4.399	$ 18.118
Contribuciones imputadas	207	1.780
Contribuciones efectivas	778	4.002
Aportes sobre nómina	64	268
Pensiones de jubilación (Ver Nota 19)	5.035	19.763
Cálculo actuarial beneficios complementarios	20.456	2.003
Amortización cuotas partes pensionales	88	266
Estudios y proyectos	358	2.957
Comisiones, honorarios y servicios	6.561	15.445
Servicios públicos	32	143
Arrendamientos (1)	365	1.373
Publicidad y propaganda	1.276	3.757
Suscripciones y afiliaciones	20	323
Impuestos (2)	5.927	48.177
Vigilancia y seguridad	282	808
Comunicación y transporte	324	1.111
Mantenimiento, materiales y suministros	2.099	2.786
Seguros	215	1.136
Otros gastos generales	329	2.478
(Menos) gastos asignados al negocio de transmisión	(1.953)	(8.130)
	$ 46.862	$ 118.564

(1) En 2014 incluye los pagos realizados por concepto leasing de infraestructura firmado con Leasing Bancolombia S.A. cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901, 1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la Carrera 9 N° 73 – 44, adecuaciones y adquisición de muebles con las siguientes condiciones:

	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adecuaciones	Leasing adquisición de muebles
Valor de los bienes adquiridos	$4.602	$10.468	$1.816	$876
Tasa de interés	DTF T.A. + 4,65 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos
Plazo del contrato	144 meses	144 meses	144 meses	60 meses
Periodicidad de pago	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual
Valor de la opción de adquisición	$1.380	$3.140	$544	$88
Porcentaje de la opción	30%	30%	30%	10%
Amortización	Hasta la cuota 24,	Hasta la cuota 24,	Hasta la cuota 24,	Hasta la cuota 24,

	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adecuaciones	Leasing adquisición de muebles
	período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 se inicia la amortización periódica hasta la cuota 144.	período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	período de gracia en pago de capital
Gastos causados durante 2014	N/A	$995 millones	N/A	N/A

(2) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponden a:

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Gravamen al movimiento financiero	$ 192	$ 2.460
Impuesto al patrimonio (Ver Nota 21)	3.268	16.339
Impuesto de industria y comercio	682	24.321
Impuesto predial	-	1.814
Impuesto a las ventas no descontable	1.294	2.908
Otros impuestos y contribuciones	491	335
	$ 5.927	$ 48.177

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

Los gastos de administración según se detalla en la Nota 24 y los gastos por provisión, agotamiento, depreciación y amortización mencionados en la Nota 25 fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	$ 1.953	$ 8.130
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	38.982	62.257
	40.935	70.387

	Entre el 1 de noviembre y el 31 de diciembre de 2014	Entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2014
Impuestos	5.927	48.177
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	7.022	13.671
	$ 53.884	$ 132.235

26. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN

Depreciaciones	$ 165	$ 804
Amortizaciones	1.246	6.216
Provisión para protección de inversiones	20	4
Provisión para deudores	-	1.240
Provisión de Inventarios	30	84
Provisión para contingencias	5.561	5.323
	$ 7.022	$ 13.671

27. INGRESOS FINANCIEROS

Dividendos (Ver nota 10)	$ 52.601	$ 1.378.117
Intereses de préstamos	8.987	39.091
Intereses sobre depósitos	29	1.235
Rendimientos	7.422	33.614
Prima reapertura del Bono	116	498
Intereses operaciones de cobertura	5.598	5.708
	$ 74.753	$ 1.458.263

28. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	$ 27.147	$ 96.529
Comisiones	(151)	1.569
Financieros (2)	8	25.409
	$ 27.004	$ 123.507

(1) Al 31 de diciembre y al 31 de Octubre de 2014, corresponde principalmente a los intereses pagados por los préstamos suscritos por la Empresa.

(2) Al 31 de octubre de 2014, incluye principalmente pérdida en valoración de derivados por $23.954.

29. CUENTAS DE ORDEN

	Al 31 de Diciembre de 2014	Al 31 de Octubre de 2014
Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Fiscales	713.610	760.260
Cuotas partes pensionales por cobrar	-	25.505
Otras cuentas deudoras	1.022	1.016
	771.919	844.068
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	107.728	92.332
	107.728	92.332
Litigios o demandas:		
Civiles	1408	674
Laborales	642	627
Administrativas	6.086	6.284
	8.136	7.585
Acreedoras de control:		
Contratos de servicios	366.804	357.905
Ordenes de compra	2.608	3.656
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
	861.523	853.672
	$ 1.749.306	$ 1.797.657

(1) Al 31 de diciembre de 2014 las cuentas de orden derechos contingentes incluyen 107.728 ($92.332 a octubre de 2014) por el 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.

espacio en blanco

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

INFORMACIÓN FINANCIERA SUPLEMENTARIA

ESTADOS DE RESULTADOS PRO FORMA POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

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

	Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014 (PRO FORMA)	Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013
INGRESOS OPERACIONALES	$ 119.708	$ 102.361
OTROS INGRESOS OPERACIONALES	3.923	3.312
COSTO DE VENTAS	(51.098)	(47.384)
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN ASIGNADOS	(10.083)	(23.734)
Utilidad operacional negocio de transmisión	62.450	34.555
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros	1.533.016	881.635
Diferencia en cambio	23.326	(24.403)
Otros ingresos	71.110	57.431
Gastos de administración	(165.426)	(98.696)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización	(20.693)	(26.550)
Gastos financieros	(150.511)	(90.529)
Otros gastos	(1.138)	(2.333)
	1.289.684	696.555
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	(293.834)	124.724
Utilidad antes de impuesto sobre la renta y CREE	1.058.300	855.834
IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CREE, neto	(77.445)	(12.274)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	$ 980.855	$ 843.560
NÚMERO DE ACCIONES	9.181.177.017	9.181.177.017
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 106,83	$ 91,88

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Estados Financieros por los años terminados el 31 de Diciembre de 2013 y 2012 e Informe del Revisor Fiscal.

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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

He auditado los balances generales de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A E.S.P. al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

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

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros 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 que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Considero que mis auditorías me proporcionan una base razonable para expresar mi opinión.

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los resultados de sus operaciones, los cambios en su patrimonio, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, aplicados sobre bases uniformes.

Además, basado en el alcance de mis auditorías, informo que la Empresa ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva; la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente; el informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos, y la Empresa no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral. Así mismo, informo que la Empresa ha dado cumplimiento a las normas sobre prevención y control de lavado de activos según lo requerido por la normatividad expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi evaluación del control interno, efectuada con el propósito de establecer el alcance de mis pruebas de auditoría, no puso de manifiesto que la Empresa no haya seguido medidas adecuadas de control interno y de conservación y custodia de sus bienes y de los de terceros que estén en su poder.

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal
T.P. 126127
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

27 de febrero de 2014.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

BALANCES GENERALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	2013	2012
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 5)	$ 44.718	$ 34.671
Inversiones temporales (Nota 9)	321.302	176.342
Deudores, neto (Nota 6)	234.605	187.982
Inventarios, neto (Nota 7)	9.014	10.095
Otros activos, neto (Nota 10)	491	563
Total activo corriente	610.130	409.653
INVERSIONES TEMPORALES (Nota 9)	276.858	-
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	724.763	667.817
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 8)	309.976	273.621
INVERSIONES PERMANENTES, neto (Nota 9)	5.163.198	4.733.906
RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 10)	173.283	193.855
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 10)	160.800	192.597
VALORIZACIONES (Nota 11)	4.448.202	4.306.279
Total activos	$ 11.867.210	$ 10.777.728
CUENTAS DE ORDEN (Nota 28)	$ 1.879.449	$ 1.682.009

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2013	2012
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 12)	$ 12.586	$ 60.604
Operaciones de cobertura (Nota 13)	11.306	-
Cuentas por pagar (Nota 14)	39.506	28.657
Obligaciones laborales	5.539	4.442
Pensiones de jubilación (Nota 18)	24.711	26.179
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 18)	4.256	4.256
Pasivos estimados y provisiones (Nota 16)	1.628	1.093
Otros pasivos (Nota 17)	145	247
Total pasivo corriente	99.677	125.478
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 12)	1.623.456	1.256.783
Operaciones de cobertura (Nota 13)	-	23.972
Cuentas por pagar (Nota 14)	-	19.607
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 18)	28.906	31.263
Pensiones de jubilación (Nota 18)	210.595	216.387
Pasivos estimados y provisiones (Nota 16)	53.326	76.617
Otros pasivos (Nota 17)	45.290	32.961
Total pasivo a largo plazo	1.961.573	1.657.590
Total pasivos	2.061.250	1.783.068
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 20)		
Capital suscrito y pagado	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
Reservas	2.005.303	1.718.207
Utilidad neta del ejercicio	843.560	690.701
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	4.448.202	4.306.279
Superávit método de participación	636.763	407.341
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	9.805.960	8.994.660
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 11.867.210	$ 10.777.728
CUENTAS DE ORDEN (Nota 28)	$ 1.879.449	$ 1.682.009

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.

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto del ejercicio por acción).

	2013	2012
INGRESOS OPERACIONALES (Nota 21)	$ 102.361	$ 102.685
OTROS INGRESOS OPERACIONALES (Nota 21)	3.312	2.204
COSTO DE VENTAS (Nota 22)	(47.384)	(45.422)
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN ASIGNADOS (Nota 24)	(23.734)	(8.239)
Utilidad operacional negocio de transmisión	34.555	51.228
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 26)	881.635	577.138
Diferencia en cambio	(24.403)	19.524
Otros ingresos (Nota 23)	57.431	58.085
Gastos de administración (Nota 24)	(98.696)	(128.526)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 25)	(26.550)	(14.227)
Gastos financieros (Nota 27)	(90.529)	(94.965)
Otros gastos	(2.333)	(5.031)
	696.555	411.998
UTILIDAD MÉTODO DE PARTICIPACIÓN (Nota 9)	124.724	229.662
Utilidad antes de impuesto sobre la renta y CREE	855.834	692.888
IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CREE, neto (Nota 19)	(12.274)	(2.187)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	$ 843.560	$ 690.701
NÚMERO DE ACCIONES (Nota 20)	$ 9.181.177.017	$ 9.181.177.017
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 91,88	$ 75,23

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.

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos).

			Reservas											
	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, extensión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Resultado neto del ejercicio	Resultados de ejercicios anteriores	Superávit donado	Superávit por valorizaciones (Ver Nota 11)	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionista
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.495	$ 125.696	$ 682.249	$ 18.090	$ 574.347	$ 1.732.877	$ 305.294	$ -	$ 6.655	$ 4.021.451	$ 382.197	$ 535.567	$ 8.313.951
Apropiaciones	-	-	-	-	65.371	6.363	19.015	90.749	(305.294)	214.545	-	-	-	-	-
Liberación de reservas	-	-	-	-	-	-	(105.419)	(105.419)	-	105.419	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.828	25.144	-	309.972
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-		-	-	(319.964)	-	-	-	-	(319.964)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	690.701	-	-	-	-	-	690.701
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	492.111	837.799	332.495	125.696	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	(690.701)	403.605	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.923	229.422	-	371.345
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.605)	-	-	-	-	(403.605)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560	-	-	-	-	-	843.560
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.495	$ 125.696	$ 987.154	$ 31.207	$ 528.751	$ 2.005.303	$ 843.560	$ -	$ 6.655	$ 4.448.202	$ 636.763	$ 535.567	$ 9.805.960

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.

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE CAMBIOS EN LA SITUACION FINANCIERA
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos).

	2013	2012
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 843.560	$ 690.701
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	23.500	23.898
Diferencia en cambio	29.518	(25.238)
Valuación portafolio en patrimonio autónomo	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	3.944	(6.437)
Utilidad método de participación	(129.892)	(229.662)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.925)	(1.080)
Pérdida en venta de activos fijos	-	685
Operaciones de cobertura	-	(5.967)
Pensiones de jubilación	(23.299)	(22.008)
Impuesto diferido	7.494	2.171
Amortización impuesto al patrimonio	19.607	19.607
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	768.420	428.479
Disminución cuentas por cobrar largo plazo	13.404	43.443
Disminución depósitos entregados en administración	24.659	7.292
Diminución de otros activos	4.423	-
Aumento de obligaciones financieras	254.290	-
Pensiones de jubilación	15.150	-
Aumento de otros pasivos	4.493	-
Total capital de trabajo obtenido	1.084.839	479.214
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento de inversiones permanentes	(50.174)	(168.068)
Aumento de inversiones temporales largo plazo	(276.858)	
Aumento de activos fijos	(62.273)	(23.869)
Aumento en otros activos	-	(312)
Impuesto al patrimonio	(19.607)	(19.607)
Disminución de la deuda	-	(445)
Dismincución de operaciones de cobertura	(23.972)	-
Disminución en pasivos estimados y provisiones	(22.072)	(4.832)
Disminución en otros pasivos	-	(145)
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
Total capital de trabajo utilizado	(858.561)	(537.242)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 226.278	$ (58.028)
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ 10.047	$ (219.897)
Inversiones temporales	144.960	50.272
Deudores	46.623	(56.676)
Inventarios	(1.081)	(1.158)
Gastos pagados por anticipado	(72)	1
Porción corriente de la deuda a largo plazo	48.018	158.951
Operaciones de cobertura	(11.306)	-
Cuentas por pagar	(10.849)	9.708
Obligaciones laborales	(1.097)	(761)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	1.468	(314)
Pasivos estimados y provisiones	(535)	1.948
Otros pasivos	102	(102)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 226.278	$ (58.028)

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos).

	2013	2012
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 843.560	$ 690.701
Ajustes para conciliar el resultado con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	23.500	23.898
Diferencia en cambio	24.446	(19.544)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	5.473	(4.861)
Utilidad método de participación	(129.892)	(229.662)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.925)	(1.080)
Pérdida en venta de activos fijos	-	685
Utilidad valoración operaciones de cobertura	(12.665)	(5.967)
Amortización impuesto al patrimonio	19.607	19.607
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(23.299)	(21.694)
Impuesto diferido, neto	7.494	2.171
	752.212	436.063
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(34.540)	98.537
Inventarios	873	1.163
Gastos pagados por anticipado	72	(1)
Depósitos recibidos en administración	24.659	7.292
Cuentas por pagar	10.849	(9.692)
Operaciones de cobertura	23.971	-
Aumento cuentas por pagar- Impuesto al patrimonio	(19.607)	(39.215)
Obligaciones laborales	14.779	761
Pasivos estimados y provisiones	(21.537)	(6.780)
Otros pasivos	4.391	(43)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	756.122	488.085
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(62.273)	(23.869)
Aumento de inversiones permanentes	(327.032)	(168.068)
Disminución de otros activos	4.423	19.297
Aumento de inversiones temporales	(139.888)	(55.982)
Fondos netos usados en las actividades de inversión	(524.770)	(228.622)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento (Disminución) de la deuda	182.300	(159.396)
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
Fondos netos usados en las actividades de financiación	(221.305)	(479.360)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	10.047	(219.897)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	34.671	254.568
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 44.718	$ 34.671

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Contador
Tarjeta Profesional N° 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-T
Designado por Deloitte & Touche Ltda
(Ver mi informe adjunto)

1. ENTE ECONÓMICO Y OPERACIONES

De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 1 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.

Plan de reestructuración – El 24 de enero de 1997 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Empresa aprobó el plan presentado por la Gerencia y la Junta Directiva 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 compañías, EMGESA S.A. E.S.P. dedicada a la generación y CODENSA S.A. E.S.P. a distribución y comercialización de energía. Para la constitución de las nuevas compañías, 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 compañías.

La Empresa tiene como objeto social principalmente la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, igualmente, puede participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. Actualmente, la Empresa desarrolla la actividad operativa relacionada con la transmisión de energía y cuenta con un portafolio de inversiones en el sector energético.

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

Emisión de bonos – El 7 de octubre de 2011 en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas No. 061 se autorizó realizar la emisión de bonos bajo la regla 144A Regulación S, para ejercer el call del bono emitido por EEB International Ltd. en octubre de 2007, por un monto de USD$610 millones sin incrementar el endeudamiento externo de la Empresa.

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

El 6 de diciembre de 2011 la Empresa 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% SV.

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD$112 millones y USD$27 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial. En estas reaperturas se presentaron primas por USD$1.960.000 y USD$472.500, respectivamente. Posteriormene, el 2 de diciembre de 2013 se suscribió un Acuerdo de Participación entre Deutsche Bank AG (Prestamista) y la Empresa (Participante), en el cual se establece que el Prestamista y el Participante desean que , a la fecha del presente acuerdo, el Prestamista le venderá y transferirá al Participante una participación del 100% en la participación del préstamo sin garantía otrogado a EEB Ingeniería y Servicios S.A. y Transportadora de Energía de Centroamerica S.A.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La Empresa se rige principalmente por la Ley 142 de 1994 ó Estatuto de Servicios Públicos, 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 y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

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 son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es un Organismo Técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

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

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas por la Empresa para la elaboración de sus estados financieros:

a. *Unidad monetaria* – La unidad monetaria utilizada por la Empresa es el peso Colombiano.

b. *Período contable* – La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año, al 31 de diciembre.

Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, en Acta No. 32 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, pueda en cualquier momento determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

c. *Materialidad* - Los estados financieros y las notas incluyen los ajustes, reclasificaciones y revelaciones requeridas por las disposiciones legales. Con base en la información analizada durante el cierre de los estados financieros y hasta la fecha de elaboración de este informe, la administración de la Empresa no conoce de situaciones de excepción en cuantías superiores al 5% de la utilidad neta o de los activos netos que no hubieran sido objeto de registro o revelación en los estados financieros o en las notas sobre los mismos.

d. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($1.926,83 y $1.768,23 por USD$1 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente) y para la conversión de los saldos en Euros ($2.655,36 y $2.331,59 por EUR$1 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso y la causada por inversiones controladas en el exterior.

e. *Inversiones*

Temporales – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor. 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.

Permanentes

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

Las inversiones permanentes de renta variable en compañías sin control constituidas en el exterior y que no cotizan en bolsa se registran al costo y se actualizan por diferencia en cambio con cargo a resultados.

Inversiones permanentes en controladas – Las inversiones en compañías subordinadas, en las cuales la Empresa posee en forma directa el control, se contabilizan por el método de participación patrimonial, las variaciones patrimoniales originadas en resultados se registran como utilidad o pérdida en método de participación en el estado de resultados; las variaciones patrimoniales distintas de los resultados, aumentan o disminuyen la inversión, con cargo al superávit método de participación.

La diferencia en cambio generada en la actualización de las inversiones en controladas en el exterior se lleva a patrimonio como superávit por método de participación.

Los estados financieros adjuntos incluyen los activos, pasivos, patrimonio de los accionistas y el resultado de las operaciones de la Empresa, pero no las operaciones consolidadas de EEB con sus filiales.

f. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.

g. *Inventarios* – Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

h. *Provisión de inventarios* - La Empresa determina la provisión de inventarios de acuerdo con el análisis de obsolescencia y deterioro de los mismos.

i. *Propiedades, planta y equipo* – Se contabilizan al costo y se ajustaban por inflación hasta el 31 de diciembre de 2001. Se deprecian en línea recta de acuerdo con las siguientes tasas promedio de depreciación:

Activo	Tasa depreciación	Vida útil
Edificaciones	2%	50 años
Plantas y ductos / subestaciones	4% a 10%	10 a 25 años
Redes, líneas y cables	2% a 4%	25 a 50 años
Maquinaria y equipo	6,6%	15 años
Equipo científico	10%	10 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10%	10 años
Equipo de comunicación	10%	10 años
Equipo de computación	20%	5 años
Equipo de transporte, tracción y elevación	20%	5 años
Equipo de comedor, cocina y despensa	10%	10 años

j. *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 controladas y 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.

k. *Otros activos* -

Gastos pagados por anticipado – Corresponde a primas de seguros que son amortizados en línea recta de acuerdo con el plazo de los respectivos préstamos o la vigencia de las pólizas.

Cargos Diferidos – Corresponde principalmente a los costos incurridos en la compra de software y estudios y proyectos, los cuales se amortizan en línea recta por un período de cinco y veinte años, respectivamente.

Intangibles – 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.

l. *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 la Empresa, se hacen con base en estudios actuariales ceñidos a las normas legales. Los incrementos en la obligación actuarial son cargados directamente a resultados.

Para los empleados cubiertos con el nuevo régimen de seguridad social (Ley 100 de 1993), la Empresa cubre su obligación de pensiones a través del pago de aportes a Colpensiones, y/o a los Fondos Privados de Pensiones en los términos y con las condiciones contempladas en dicha ley.

m. *Beneficios complementarios* – La Empresa registra el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico y educación, de acuerdo con cálculos actuariales preparados por un actuario independiente. Por lo tanto, se está aprovisionando el pasivo que, a valor presente, cubre la obligación estimada por éstos beneficios proyectados a la fecha de cierre del ejercicio con cargo a resultados.

n. *Derivados financieros* – La Empresa realiza operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

o. *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.

p. *Depósitos recibidos en administración* – Se registran 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.

q. *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.

r. *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.

s. *Impuesto al patrimonio y su sobretasa* – 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, la Empresa optó 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.

t. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos por ventas se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

u. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que sigue la Empresa 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 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. *Utilidad neta por acción* – Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividido entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

w. *Estado de flujos de efectivo* – Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y equivalentes está conformado por los saldos en caja y bancos.

x. *Cuentas de orden* – Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes y las cuentas de orden fiscales para registrar los movimientos fiscales de los activos.

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

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

Derivado del decreto 2784 del 28 de diciembre de 2012, la Superintendencia Financiera de Colombia mediante circular No. 10 de 2013, la Empresa presento el plan de implementación a NIIF en febrero de 2013.

Durante el año 2013 la Empresa realizó las actividades de preparación y adecuación de los recursos técnicos y humanos para adelantar el proceso de convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera de acuerdo con las exigencias legales.

4. SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA

La Empresa presenta al 31 de diciembre de 2013 y 2012 los siguientes activos y pasivos en moneda extranjera, los cuales son registrados por su equivalente en pesos a esa fecha:

	2013		2012	
	Dólares	Millones de pesos	Dólares	Millones de pesos
Activos:				
Inversiones temporales	US$ 209,461,128	$ 403.596	US$ 16,988,228	$ 30.039
Cuentas por cobrar CP	8,548,343	16.471	2,924,763	5.172
Inversiones permanentes	480,706,689	926.240	708,145,149	1.252.162
Cuentas por cobrar LP	370,000,000	712.927	370,000,000	654.245
Total activos	US$ 1,068,716,160	$ 2.059.234	US$ 1,098,058,140	$ 1.941.618
Pasivos:				
Obligaciones financieras	US$ 848,384,447	$ 1.634.693	US$ 715,372,308	$ 1.264.942

	2013		2012	
	Dólares	Millones de pesos	Dólares	Millones de pesos
Total pasivos	US$ 848,384,447	$ 1.634.693	US$ 715,372,308	$ 1.264.942
Posición neta activa	US$ 220,331,713	$ 424.541	US$ 382,685,832	$ 676.676
	Euros	Millones de pesos	Euros	Millones de pesos
Activos:				
Inversiones temporales	EUR$ 955,000	$ 2.536	EUR$ 1,029,839	$ 2.401
Total activos	EUR$ 955,000	$ 2.536	EUR$ 1,029,839	$ 2.401
Pasivos:				
Obligaciones financieras	EUR$ -	$ -	EUR$ 299,935	$ 699
Total pasivos	EUR$ -	$ -	EUR$ 299,935	$ 699
Posición neta	EUR$ 955,000	$ 2.536	EUR$ 729,904	$ 1.702

5. EFECTIVO

	2013	2012
Caja	$ 15	$ 21
Bancos (1)	44.703	34.650
	$ 44.718	$ 34.671

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo en bancos corresponde a depósitos en cuentas bancarias, las cuales han tenido un rendimiento promedio de 3,47% y 5,86% E.A., respectivamente. No existen restricciones sobre los saldos del efectivo al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

6. DEUDORES, NETO

Prestación de servicios	$ 10.789	$ 10.525
Cuentas por cobrar a vinculados (Ver Nota 15)	896.679	809.921
Avances y anticipos entregados	29.176	10.373
Anticipo de impuestos y contribuciones	9.027	11.157
Depósitos entregados (1)	3.500	4.337
Otros deudores (2)	45.079	43.549
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	995.010	890.622
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(35.642)	(34.823)
	959.368	855.799

	2013	2012
Menos – Cuentas por cobrar y depósitos a largo plazo	(724.763)	(667.817)
	$ 234.605	$ 187.982

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo de depósitos entregados corresponde a:

Depósitos judiciales	$ 846	$ 2.171
Patrimonio Autónomo Muña	863	267
Otros	1.791	1.899
	$ 3.500	$ 4.337

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo de otros deudores corresponde a:

Dividendos por cobrar	$ -	$ 51
Cuotas partes pensionales	19.785	18.110
Compartibilidad pensional	15.402	15.344
Préstamos a empleados y pensionados	7.576	8.475
Otros deudores	2.316	1.569
	$ 45.079	$ 43.549

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 34.823	$ 34.012
Recuperación, provisión otros deudores	(502)	(770)
Recuperaciones provisión STN (Sistema de transmisión nacional)	-	(159)
Provisiones	1.321	1.740
Saldo final	$ 35.642	$ 34.823

7. INVENTARIOS, NETO

Almacenes	$ 9.694	$ 10.651
Inventario en poder de terceros	190	106
Menos – Provisión para inventarios	(870)	(662)
	$ 9.014	$ 10.095

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	$ 662	$ 668
Ajuste con cargo a resultados	208	(6)
Saldo final	$ 870	$ 662

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

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

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 4.892	$ -	$ 4.892
Construcciones en curso (1)	72.559	-	72.559
Subtotal no depreciables	77.451	-	77.451
Depreciables:			
Edificaciones	26.253	(12.132)	14.121
Plantas y ductos / subestaciones	139.915	(76.463)	63.452
Redes, líneas y cables	295.962	(108.134)	187.828
Maquinaria y equipo	4.315	(1.594)	2.721
Muebles, enseres y equipos de oficina	1.625	(1.165)	460
Equipo de computación y comunicación	10.662	(6.600)	4.062
Equipo de transporte, tracción y elevación	958	(741)	217
Equipo de comedor, cocina y despensa	84	(60)	24
Subtotal depreciables	479.774	(206.889)	272.885
Provisión para la protección de propiedades, planta y equipo	(40.360)	-	(40.360)
	$ 516.865	$ (206.889)	$ 309.976

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

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	$ 3.516	$ -	$ 3.516
Construcciones en curso (1)	16.585	-	16.585
Subtotal no depreciables	20.101	-	20.101
Depreciables:			
Edificaciones	25.967	(11.621)	14.346
Plantas y ductos / subestaciones	136.925	(71.133)	65.792
Redes, líneas y cables	295.962	(99.730)	196.232
Maquinaria y equipo	4.022	(1.332)	2.690
Muebles, enseres y equipos de oficina	1.617	(1.094)	523
Equipo de computación y comunicación	7.865	(5.961)	1.904
Equipo de transporte, tracción y elevación	743	(727)	16
Equipo de comedor, cocina y despensa	70	(59)	11
Subtotal depreciables	473.171	(191.657)	281.514

	Costo Histórico	Depreciación acumulada	Neto
Provisión para la protección de propiedad, planta y equipo	(27.994)	-	(27.994)
	$ 465.278	$ (191.657)	$ 273.621

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponden a:

	2013	2012
Inversiones estabilización torres de transmisión de energía	$ 2.146	$ 891
Subestaciones	2.830	1.668
Centro de control	1.715	4.621
Construcción bodegas	2.293	623
Proyectos Unidad de Planeación Energético Minera (1)	62.098	8.782
Otros	1.477	-
	$ 72.559	$ 16.585

(1) Corresponde al avance en la ejecución de construcciones asociadas a los proyectos UPME (Unidad de planeación minero energetica) correspondientes a la ampliación del sistema de transmisión nacional: Chivor, Armenia, Alférez y Tesalia. Que fueron adjudicados a la Empresa. Adicionalmente el 22 de Enero de 2014, la Empresa resultó adjudicataria de la convocatoria UPME 05 de 2012 Segunda línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 KV.

Para efectos fiscales la Empresa está depreciando sus activos con tasas diferenciales de depreciación. De acuerdo con lo anterior, la Empresa al 31 de diciembre de 2013 y 2012 registró un impuesto diferido pasivo por $32.432 y $28.903, respectivamente (Ver Nota 17).

Las propiedades, planta y equipo enunciadas anteriormente, son de plena propiedad de la Empresa y no presentan condicional alguno ni garantizan obligaciones con terceros, salvo lo indicado en los covenants de la emisión de bonos (Ver Nota 12).

El avalúo técnico de las Propiedades, Planta y Equipo fue elaborado al 31 de diciembre de 2013 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado, neto de depreciación; producto de este avalúo se registró un incremento en la valorización por $66.039 y un incremento en la provisión por desvalorización de activos fijos por $14.104 (Ver Nota 25).

9. INVERSIONES, NETO

Inversiones temporales:		
Certificados de depósito a término (1)	$ 207.815	$ 105.195
Bonos y títulos	315.391	35.882
Bonos vinculados (Ver Nota 15)	14.834	14.819
Otras inversiones renta fija	-	467
Derechos fiduciarios	60.120	19.979
	598.160	176.342

	2013	2012
Menos - Bonos y títulos largo plazo	276.858	-
	321.302	176.342
Inversiones permanentes:		
En compañías controladas (2)	3.561.135	3.151.647
En compañías no controladas (2)	1.604.844	1.585.068
Menos – Provisión (2)	(2.781)	(2.809)
Subtotal inversiones en Compañías no controladas	1.602.063	1.582.259
Subtotal inversiones permanentes	5.163.198	4.733.906
	$ 5.761.358	$ 4.910.248

Las inversiones en Bonos y Títulos que posee la Empresa son en moneda nacional y extranjera y se han adquirido principalmente en entidades del sector privado como Codensa S.A. E.S.P., Emgesa S.A. E.S.P., Deutsche Bank London y del sector público como el Banco de la República y el Distrito Capital.

(1) A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2013:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros 2013
CDT	Banco Colpatria	28/11/2013	21/04/2014	4,11	$ 25.000	$ 25.092
CDT	Banco Pichincha	26/11/2013	20/05/2014	5,33	3.157	3.173
CDT	Banco de Bogotá	14/01/2013	14/01/2014	5,35	1.166	1.225
CDT	Citibank	09/05/2013	09/05/2014	3,80	1.166	1.194
CDT	Banco Sudameris	28/11/2013	21/04/2014	4,21	30.000	30.113
CDT	Helm Bank S.A.	28/11/2013	21/04/2014	4,35	19.399	19.476
CDT	AV Villas	28/11/2013	21/04/2014	4,16	29.664	29.776
						110.049
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	25/11/2013	21/01/2014	0,60	6.295	6.292
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	17/12/2013	14/01/2014	0,30	46.439	46.249
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	26/12/2013	07/01/2014	0,10	8.989	9.008
Time Deposit	Davivienda Miami	25/11/2013	8/05/2014	1,20	20.548	20.548
Time Deposit	Davivienda Miami	25/11/2013	29/05/2014	1,30	15.667	15.669
						97.766
						$ 207.815

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósito a término mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2012:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor nominal	Valor en libros 2012
CDT	Banco Colpatria	25/07/2012	25/04/2013	6,55	$ 33.241	$ 34.179
CDT	Banco Pichincha	15/08/2012	15/05/2013	6,40	1.863	1.907
CDT	Banco Pichincha	5/12/2012	5/06/2013	6,11	3.000	3.013
CDT	Banco de Bogotá	25/10/2012	23/04/2013	5,13	430	434
CDT	Banco Sudameris	24/10/2012	24/04/2013	6,06	33.255	33.627
CDT	Helm Bank S.A.	18/10/2012	3/05/2013	6,11	10.000	10.123
CDT	Helm Bank S.A.	15/11/2012	27/02/2013	5,88	5.526	5.566
CDT	Helm Bank S.A.	15/11/2012	5/03/2013	5,88	10.000	10.075
CDT	Helm Bank S.A.	18/10/2012	18/04/2013	6,01	5.450	5.516
						104.440
Time Deposit	Banco de Bogotá NY	5/12/2012	1/02/2013	0,50	774	755
						$ 105.195

_____espacio en blanco_____

(2) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2013

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Utilidad (pérdida del ejercicio) Año 2013	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad (pérdida) método de participación Año 2013	Provision	Valor neto en libros
En compañías controladas:									
TGI S.A. E.S.P. (1)	Transporte de gas	106.529.903	Ordinarias	137.662	68,05%	1.979.713	$ 88.509	$ -	$ 2.068.222
EEB International Ltd. (2)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	-	2
Contugas S.A.C. (3)	Distribución de gas	202.987.824	Ordinarias	(39.019)	75,00%	126.127	(29.264)	-	96.863
DECSA S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energia	108.502.500.000	Ordinarias	17.278	51,00%	147.723	8.812	-	156.535
TRECSA S.A. (5)	Transporte de energia	13.599.912	Ordinarias	(12.239)	95,29%	313.568	(11.662)	-	301.906
EEB Perú Holdings Ltd. (7)	Vehiculo de inversión	1.500	Ordinarias	17.565	100,00%	328.901	17.565	-	346.466
EEB Ingenieria y Servicios S.A (8)	Ingenieria	78.078	Ordinarias	(571)	100,00%	1.781	(571)	-	1.210
EEB Ingenieria y Servicios Perú SAC (9)	Vehiculo de inversión	1.990	Ordinarias	(79)	99,50%	(1)	(79)	-	(80)
EEB Energy RE LTD. (10)	Vehiculo de inversión	120.000	Ordinarias	(994)	100,00%	262	994	-	1.256
EEB GAS S.A.S. (11)	Vehiculo de inversión	14.371.008	Ordinarias	50.420	100,00%	538.335	50.420	-	588.755
						$ 3.436.411	$ 124.724	$ -	$ 3.561.135

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor neto en libros	Valorización (Ver Nota 11)
En compañías no controladas:								
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	$ 736.514	-	$ 736.514	$ 1.435.848
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	566.788
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	958.362
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	403.179
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energia	232.285.704	Ordinarias	40,00%	153.494	-	153.494	71.344
Red de Energia del Perú S.A.	Transporte de energia	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 energia	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	0
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(219)	794	0
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	2.127
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	10	(3)	7	0
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
					$ 1.604.844	$ (2.781)	$ 1.602.063	$ 4.130.764

(2) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2012

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Utilidad (pérdida del ejercicio) Año 2012	Porcentaje accionario	Costo	Utilidad (pérdida) método de participación Año 2012	Provision	Valor neto en libros
En compañías controladas:									
TGI S.A. E.S.P. (1)	Transporte de gas	77.511.571	Ordinarias	247.680	68,05%	1.614.443	$ 168.544	$ -	$ 1.782.987
EEB International Ltd. (2)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	-	100,00%	2	-	-	2
Contugas S.A.C. (3)	Distribución de gas	185.234.597	Ordinarias	(12.843)	75,00%	126.210	(9.632)	-	116.578
DECSA S.A. E.S.P. (4)	Distribución de energía	108.502.500.000	Ordinarias	23.977	51,00%	141.206	12.228	-	153.434
TRECSA S.A. (5)	Transporte de energía	7.164.545	Ordinarias	(158)	95,70%	269.178	(151)	-	269.027
EEB Perú Holdings Ltd. (7)	Vehiculo de inversión	1.000	Ordinarias	34.167	100,00%	240.627	34.167	-	274.794
EEB Ingeniería y Servicios S.A (8)	Ingeniería	1.579	Ordinarias	(89)	99,94%	458	(89)	-	369
EEBGAS Ltd. (7)	Vehiculo de inversión	7,850,749	Ordinarias	24.595	100,00%	529.856	24.595	-	554.451
EEB GAS S.A.S. (11)	Vehiculo de inversión	5.000	Ordinarias	-	100,00%	5	-	-	5
						$ 2.921.985	$ 229.662	$ -	$ 3.151.647

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor neto en libros	Valorización (Ver Nota 11)
En compañías no controladas:								
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	$ 736.514	-	$ 736.514	$ 1.404.208
Emgesa S.A. E.S.P. (6)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	554.532
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	948.613
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	398.801
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	140.859	-	140.859	50.289
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	79.620	-	79.620	95.759
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	268.398
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	137.693
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,67%	21.462	-	21.462	158.370
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	33.610
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,04%	2.662	(2.546)	116	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(243)	770	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	1.755
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11		11	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
					$ 1.585.068	$ (2.809)	$ 1.582.259	$ 4.052.034

(1) *TGI S.A. E.S.P.* – La Empresa fue constituida mediante la escritura pública No. 67 del 16 de febrero de 2007 de la Notaría Once de Bucaramanga inscrita en la Cámara de Comercio 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 de pesos (aproximadamente USD$1,460 millones). 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).

Fusión TCG S.A. E.S.P. y TGI S.A. E.S.P – El 31 de mayo de 2010 se protocolizó la toma de control por parte de TGI, quien según escritura pública No.1677 de la notaría once (11) del circuito de Bogotá con fecha mayo 31 de 2010 debidamente inscrita en la cámara de comercio de Bucaramanga, asumió los activos, pasivos, patrimonio, ingresos, costos y gastos de TCG.

Con la fusión, la participación accionaria de EEB en TGI pasó del 97,91% al 97,98%.

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

El 2 de marzo de 2011 se emitieron 36.355.426 acciones a nombre de Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (Compañía de España) correspondiente al 31,92% del capital social de TGI.

Con la incorporación del nuevo inversionista la participación de EEB en TGI pasó al 66,90% manteniendo así el control accionario y administrativo.

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

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

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

El incremento en el número de acciones en circulación del año 2012 al 2011, corresponde a la capitalización de la prima en colocación de acciones por un valor de $426.433 millones.

A 31 de Diciembre de 2013 el socio Citi Venture Capital International (CVCI) manifestó su interés de enajenar su participación en TGI.

(2) 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 (EEB International Ltd.), con el propósito de servir de vehículo de inversión. Dicha operación se encuentra garantizada por EEB.

El 6 de diciembre de 2011 la Empresa 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%. Las condiciones de la nueva colocación de bonos en el mercado internacional son una tasa de 6,125% y un plazo de 10 años.

(3) *Contugás S.A.C.* – El 13 de junio de 2008 fue constituida bajo las leyes peruanas la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas S.A.C.), Empresa dedicada a la distribución y comercialización de gas natural en la región de Ica en Perú. De acuerdo con la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, el capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 75% y TGI con el 25%. Al 31 de diciembre de 2013 se han capitalizado USD$97,900,000 (EEB USD$73,425,000 – TGI USD$24,475,000).

(4) *DECSA S.A. E.S.P.* – Con el objeto de participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional, el 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (DECSA), donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones. DECSA resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.), por $218.332.

(5) *TRECSA S.A.* – El 8 de febrero de 2010 se constituyó bajo las leyes Guatemaltecas la Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (TRECSA) como encargada de cumplir los requerimientos de la licitación PET-1-2009 adjudicada a EEB el 21 de enero de 2010. El proyecto consiste en seis lotes distribuidos a lo largo del territorio Guatemalteco, con un total de 850 Kms de líneas de transmisión de 230 kv y 24 obras que comprenden la realización de los diseños, construcción, operación y explotación comercial de activos de transmisión de energía eléctrica y construcción de subestaciones para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. Al 31 de diciembre de 2013 se tiene una participación accionaria del 95,29% y se han realizado capitalizaciones por USD$168,942,517 (Al 31 de diciembre de 2012 USD$152,162,636).

(6) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601, respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0,10 por acción para Codensa y USD$0,1107 por acción para Emgesa. El porcentaje de participación es de 51,51% (Codensa S.A. E.S.P.) y 51,51% (Emgesa S.A. E.S.P.).

(7) El 19 de enero de 2011, la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones del Fondo Ashmore en Calidda (Perú) y en Promigás (Colombia).

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

Adicionalmente, EEB en conjunto con Corficolombiana, FCP Corredores y FCP Correval, adquirieron el 30%, 20,3% y 47,9% y 1,8%, respectivamente, de AEI 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.

El cierre de las operaciones de compra de Promigás y Cálidda se realizó el 10 y 14 de febrero de 2011, con los pagos efectuados por EEB por US$237,862,830 y US$111,240,000, respectivamente.

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.

(8) El 20 de enero de 2011 en su sesión No. 1470 la Junta Directiva de la Empresa, autorizó la constitución de la filial EEB INGENIERIA Y SERVICIOS S.A. cuyo domicilio principal es Guatemala. El 7 de abril de 2011 se constituyó la sociedad con un aporte inicial de USD$10,000 y una participación accionaria de EEB del 100%. A 31 de diciembre de 2013 la Empresa ha realizado capitalizaciones por USD$1,020,654 (Al 31 de diciembre de 2012 USD$270,000).

(9) El 25 de Junio de 2013 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.

(10) El 7 de Enero de 2013 se constituyó EEB Energy RE LTD. con domicilio es Islas Bermudas, cuyo propósito es la negociación global de los seguros del Grupo y con un aporte inicial de USD$120.000.

(11) 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 EEBGAS Ltd. El 21 de febrero de 2013 se hizo efectiva la fusión entre EEBGAS Ltd. y EEB GAS S.A.S.

Inversiones en compañías controladas – Los activos, pasivos y resultados de las compañías controladas es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2013

	Activos totales	Pasivos Totales	Patrimonio	Utilidad (pérdida) del ejercicio
TGI S.A. E.S.P. y filial	5.739.840	2.700.529	3.039.311	130.067
EEB International Ltd.	2	-	2	-
DECSA E.S.P. y filial	602.065	295.134	306.931	17.278
Contugás S.A.C.	674.538	545.387	129.151	(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	17.565
EEBIS Guatemala S.A.	56.954	55.744	1.210	(571)
EEB GAS S.A.S. (1)	589.757	1.001	588.756	50.420
EEB Energy Re. Ltd.	7.674	6.419	1.255	994
EEBIS Perú S.A.C.	3	83	(80)	(79)

Al 31 de diciembre de 2012

	Activos totales	Pasivos Totales	Patrimonio	Utilidad (pérdida) del ejercicio
TGI S.A. E.S.P. y filial	$ 5.087.324	$ 2.467.175	$ 2.620.149	$ 247.680
EEB International Ltd.	2	-	2	-
DECSA S.A. E.S.P. y filial	549.094	248.244	300.850	23.977
Contugás S.A.C.	389.637	234.200	155.437	(12.843)

	Activos totales	Pasivos Totales	Patrimonio	Utilidad (pérdida) del ejercicio
Trecsa S.A.	317.157	35.279	281.878	(159)
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	870.435	595.641	274.794	34.167
EEB Ingeniería y servicios S.A.	374	4	370	(89)
EEBGAS Ltd.	554.451	-	554.451	24.595
EEB GAS S.A.S.	5	-	5	-

El siguiente es el detalle de los ingresos por dividendos:

	2013	2012
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P. (1)	$ 264.951	$ 69.624
Emgesa S.A. E.S.P. (2)	405.659	345.963
Gas Natural S.A. E.S.P. (3)	62.630	63.726
Red de Energía del Perú	61.147	-
Interconexión Eléctrica S.A.	3.468	4.095
Banco Popular	155	204
Isagén S.A. E.S.P.	4.762	5.291
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	5.857	5.315
Total dividendos ganados (Ver nota 26)	$ 808.629	$ 494.218

(1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a los dividendos decretados por el periodo Enero – Diciembre de 2012. Al 31 de diciembre de 2012 corresponde a dividendos decretados por los periodos octubre-diciembre de 2011.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a los dividendos decretados por el periodo Enero – Diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a los dividendos decretados por el periodo Enero – Diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

10. OTROS ACTIVOS, NETO

Gastos pagados por anticipado	$ 491	$ 563
Cargos diferidos	19.260	26.453
Impuesto al patrimonio (1)	78.429	78.429
Impuesto diferido débito (2)	27.291	26.949
Intangibles (3)	199.247	198.736
Otros	2.507	2.511
	327.225	333.641
Menos amortización acumulada	(165.934)	(140.481)
	161.291	193.160

	2013	2012
Menos – Porción corriente	(491)	(563)
	160.800	192.597
Recursos entregados en administración (Ver Nota18)	173.283	193.855
	$ 334.083	$ 386.452

(1) El 1 de enero de 2011 se registró como un activo diferido por $78.429 con crédito la cuenta por pagar de impuestos, el cargo diferido se amortiza en línea recta durante 4 años. Durante el año 2013 y 2012 se pagó y amortizó con cargo al estado de resultados por $19.607 correspondiente a la vigencia fiscal de ese año.

(2) Corresponde al menor impuesto de renta pagado por las diferencias temporales entre las vidas útiles contables y fiscales y el reconocimiento de los ajustes por inflación contables de los activos fijos, que originan un mayor valor de la depreciación que se deducen fiscalmente de este impuesto.

(3) El detalle de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es:

Crédito mercantil (4)	$ 137.628	$ 137.628
Derechos	57.287	57.287
Software	4.332	3.821
	$ 199.247	$ 198.736

(4) El crédito mercantil fue generado por: a) La adquisición de acciones en Transcogás S.A ESP., (hoy fusionada con TGI S.A. ESP.), b) La adquisición de acciones del Consorcio Transmantaro y c) La adquisición de acciones de EEB Perú Holdings Ltd. tal como se detalle a continuación:

Crédito Mercantil Transcogás S.A. E.S.P. (a)	$ 42.531
Crédito Mercantil Consorcio Transmantaro S.A. (b)	69.368
Crédito Mercantil EEB Perú Holding Ltd. (c)	25.729
	$ 137.628

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

- En junio de 2005 se adquirió 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por $29.179 (USD$12,500,000 a una TRM de $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 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

- 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 que se está amortizando en un periodo de 20 años.

b) En diciembre de 2006 EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471). Dicho crédito mercantil se está amortizando en un periodo de 20 años.

c) En febrero de 2011 EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. ubicada en Islas Cayman por USD$111,240,000. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$12,507,302 ($25.729), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 31 de enero de 2011 (USD$98,732,698) y el valor pagado por EEB (USD$111,240,000). Dicho crédito mercantil se está amortizando en un periodo de 20 años.

11. VALORIZACIONES

	2013	2012
Inversiones (Ver nota 9)	$ 4.130.764	$ 4.052.034
Propiedades, planta y equipo:		
Terrenos	166.675	103.969
Edificaciones	77.046	71.592
Plantas y ductos / subestaciones	43.091	30.792
Redes, líneas y cables	28.571	45.480
Maquinaria y equipo	503	766
Muebles y Enseres	195	-
Equipo de comunicación y computación	1.175	1.497
Equipo de comedor cocina y despensa	7	-
Equipo de transporte, tracción y elevación	175	149
	$ 4.448.202	$ 4.306.279

El avalúo técnico de las Propiedades, Planta y Equipo fue elaborado al 31 de diciembre de 2013 por CONSULTORES UNIDOS S.A., bajo la metodología de costos de reposición y/o valores de mercado, neto de depreciación.

12. OBLIGACIONES FINANCIERAS

	Tasa de Interés	Fecha de Vencimiento		
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,50%	30/06/2013	$ -	$ 699
Banco de Bogotá (1)	DTF + 1,85%	23/02/2014	-	50.367
Bonos y títulos emitidos EEB (2)	6,125%	10/11/2021	1.455.473	1.087.796
Corporación Andina de Fomento (3)	Libor + 1,6%	30/05/2020	179.220	177.147
Sobregiros Bancarios		31/01/2013	-	28
Leasing Bancolombia	DTF + 3,75%	31/08/2015	1.349	1.350
Subtotal			1.636.042	1.317.387
Menos – Porción corriente			(12.586)	(60.604)
			$ 1.623.456	$ 1.256.783

(1) El 17 de enero de 2013 la Empresa canceló la obligación que tenía con el Banco de Bogotá cuyo vencimiento era febrero de 2014, por lo cual se muestra como parte de la porción corriente al 31 de diciembre de 2012.

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

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

El 6 de Diciembre de 2011 EEB International utilizó la opción call del bono y canceló la totalidad de la obligación.

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD$112 millones y USD$27 millones, respectivamente, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial, en estas reaperturas se presentaron primas por USD$1.960.000 y USD$472.500, respectivamente, lo que disminuyó la tasa efectiva de los bonos del 6.125% SV al 5.48% SV.

(3) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% semestre vencido, y amortizaciones de capital en 14 cuotas semestrales a partir del año 2013. Esta operación se hizo para sustituir el crédito contratado con el banco ABN AMRO BANK por USD$100 millones.

A continuación se detalla los saldos de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

		2013		2012
Dólares	$	841.857.143	$	710.000.000
Euros		-		299.935

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

Año		Valor
2015	$	27.925
2016		27.957
2017		27.697
2018 y siguientes		1.539.877
	$	1.623.456

Covenants – La Empresa adquirió unos compromisos en calidad de emisor del bono efectuado por USD$610,000,000 a una tasa del 6,125% SV en noviembre del 2011 y bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión. A continuación se describen los más relevantes de carácter financiero:

- 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.

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., Contugas S.A.C.,Trecsa S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S., EEB Ingeniería y servicios Perú y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrían las siguientes limitaciones:

- La Empresa y sus subsidiarias 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 subsidiarias no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía, distribución de energía, transporte de gas, distribución de gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus subsidiarias 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 subsidiarias no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

  - Que se reciba una contraprestación, que al menos el 75% de esta se encuentre representada en efectivo o inversiones temporales y que en los 270 días siguientes sea utilizada para pagar deuda o reinvertir en activos.

  - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y sus subsidiarias no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

  Adicional a lo anterior, la Empresa y su subsidiaria 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 el período.

  A partir de noviembre de 2012 EEB tiene grado de inversión (BBB-AAA Col) otorgado por Fitch Ratings y Moodys y Standardad & Poor´s, por lo tanto las restricciones anteriores no tienen efecto.

13. OPERACIONES DE COBERTURA

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 nacional 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 (Antes HBU) 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.

El resultado de la valoración del swap al 31 de diciembre de 2013 generó un ingreso por $12.665 ($5.967 al 31 de diciembre de 2012) (Ver Nota 26) y un pasivo acumulado por $11.306 ($23.972 al 31 de diciembre de 2012).

14. CUENTAS POR PAGAR

	2013	2012
Adquisición de bienes y servicios	$ 849	$ 992
Acreedores	11.653	5.220
Dividendos por pagar	298	271
Impuestos por pagar (Ver Nota 19)	24.675	41.427
Compañías vinculadas (Ver Nota 15)	1.558	41
Otras	473	313
	39.506	48.264
Menos – Porción corriente	(39.506)	(28.657)
	$ -	$ 19.607

15. TRANSACCIONES CON COMPAÑÍAS VINCULADAS

Activo:		
Inversiones temporales – (Ver Nota 9)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 13.022	$ 13.005
Emgesa S.A. E.S.P.	1.812	1.814
Subtotal inversiones temporales	14.834	14.819
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 26	$ -
Emgesa S.A. E.S.P.	135	131
Contugás SAC.	2.888	1.721
Trecsa S.A.	6.878	4.827
Calidda	104	-
EEBIS	1.361	-

	2013	2012
TGI S.A. E.S.P. (1)	718.567	659.417
Subtotal cuentas por cobrar	729.959	666.096
Dividendos por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P.	65.810	58.443
Emgesa S.A. E.S.P.	100.910	85.382
Subtotal dividendos por cobrar	166.720	143.825
	$ 896.679	$ 809.921

Pasivo:

Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 14)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 73	$ 5
Emgesa S.A. E.S.P.	813	29
TGI S.A. E.S.P.	653	-
Calidda	11	-
EEB GAS S.A.S	5	5
EEB Ingeniería y Servicios Perú	1	-
EEB International Ltd.	2	2
	$ 1.558	$ 41

(1) Al 31 de diciembre de 2013 incluye préstamos otorgados por la Empresa a TGI por USD$370 millones, en pesos $712.927 ($654.245 al 31 de diciembre de 2012) a una tasa del 6,125% SV con vencimiento en 2022. EEB dentro del proceso de restructuración de la deuda ejerció en diciembre de 2011, a través de su filial EEB International Ltd. ejerció la opción de recompra de bonos por US$ 610 millones, con una tasa de 6,125% SV y un plazo de 10 años, mejorando las condiciones de tasa y plazo que existían con lo cual se hizo necesario modificar las condiciones del crédito intercompañia con EEB, que son un espejo de las condiciones de los bonos que EEB emitió en el 2007.

El valor de los intereses por cobrar a TGI al 31 de diciembre de 2013 es de $5.640 ($5.172 al 31 de diciembre de 2012).

El siguiente es el efecto en resultados de las transacciones con Empresas relacionadas, descritos en la Nota 9:

Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 1.104	$ 477
Codensa S.A. E.S.P.	22	47
Contugás SAC	1.052	1.620
Trecsa S.A.	4.078	3.319
Calidda S.A.	105	-
EEBIS S.A.	596	-

	2013	2012
TGI S.A. E.S.P. (1)	50.351	49.469
	57.308	54.932
Ingresos por dividendos: (2)		
Emgesa S.A. E.S.P.	405.659	345.963
Codensa S.A. E.S.P.	264.951	69.624
	670.610	415.587
	$ 727.918	$ 470.519
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 2.588	$ 1.241
Codensa S.A. E.S.P.	1.038	2.383
	$ 3.626	$ 3.624

(1) Al 31 de diciembre de 2013 incluye: a) $42.545 ($40.718 al 31 de diciembre de 2012) por los intereses de los préstamos otorgados por USD$370 millones a TGI b) honorarios por el contrato de apoyo técnico de TGI por $6.847 ($8.008 al 31 de diciembre de 2012), c) la recuperación de gastos producto de la colocación y prima de recompra del call de los bonos emitidos por EEB de $743 al 31 de diciembre de 2012 y d) Por la cesión del contrato de Leasing del piso 7 del Edificio Grupo Energía de Bogotá $958 al 31 de diciembre de 2013.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 refleja el valor de los dividendos decretados por Emgesa y Codensa en marzo de 2013 correspondientes al periodo enero - diciembre de 2012. Al 31 de diciembre de 2012 refleja el valor de los dividendos decretados por Emgesa en marzo de 2012 correspondientes al periodo enero -diciembre de 2011 y los dividendos decretados por Codensa en marzo de 2012 por el periodo octubre-diciembre de 2011.

Contratos servicios técnicos de apoyo – EEB firmó un contrato con el objeto de brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social de TGI y con un plazo de 20 años. El pago anual para el 2013 y 2012 corresponde al 1,3% y 1,4%, respectivamente del EBITDA anual de TGI.

Acuerdos de servicios filiales del exterior **-** EEB suscribió con Contugás S.A.C., Trecsa S.A., EEB Ingeniería y Servicios S.A. y Calidda S.A. contratos de acuerdos de servicios para brindar apoyo técnico, prestar asesoría jurídica, administrativa y financiera en la ejecución de actividades que son requeridas para el desarrollo del objeto social. Los contratos fueron suscritos el 15 de julio de 2011 con Contugás S.A.C. y Trecsa S.A.; el 10 de diciembre de 2012 con EEB Ingeniería y Servicios S.A. y el 14 de noviembre de 2013 con Calidda S.A. El pago anual está basado en los costos directos e indirectos en los que haya incurrido el contratista y un margen de utilidad que estará definido en función de la respectiva actividad.

Compromisos **-** 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.

De igual forma el préstamo suscrito por el Consorcio Transmantaro en octubre de 2012 por USD$100 millones (40% EEB y 60% ISA) están respaldados por un compromiso irrevocable de los accionistas EEB e Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

Precios de transferencia - Dando cumplimiento a la normatividad tributaria sobre precios de transferencia, la Empresa estableció bajo un estudio de precios de mercado los márgenes que podría cobrar sobre las actividades desarrolladas. Para los servicios administrativos estableció un margen del 8,42% (9,14% para 2012) y para los servicios de asistencia técnica el 5,55% (5.94% para 2012).

Operaciones de administradores - Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no hubo entre la empresa y los directores, miembros de Junta Directiva, ni entre la empresa y personas jurídicas en las cuales los directores sean a su vez representantes legales o accionistas con una participación igual o superior al 10%, como las 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.

16. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

El siguiente es el detalle de las provisiones contabilizadas por la Empresa al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	2013	2012
Provisión para contingencias	$ 48.871	$ 52.166
Cálculo actuarial cuotas partes pensionales por pagar (1)	4.455	24.451
Otras provisiones	1.628	1.093
	54.954	77.710
Menos - Largo plazo	(53.326)	(76.617)
	$ 1.628	$ 1.093

Las provisiones para contingencias corresponden a:

	2013	2012
Administrativas	$ 5.697	$ 8.749
Civiles	7.734	8.469
Laborales (2)	35.440	34.948
	$ 48.871	$ 52.166

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a las cuotas partes pensionales por pagar, de acuerdo con el cálculo actuarial.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $31.797 (32.744 al 31 de diciembre de 2012), en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones.

Contingencias **–** Al 31 de diciembre de 2013 el valor de las reclamaciones contra la Empresa por litigios administrativos, civiles y laborales ascienden a $63.297 ($67.791 al 31 de diciembre de 2012), 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 $48.870 ($52.166 al 31 de diciembre de 2012) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias.

La administración de la Empresa estima con concurso de los asesores externos e internos, 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.

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

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

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

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

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

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

Por último, es preciso mencionar que este tipo de acciones judiciales dada su naturaleza son de difícil cuantificación, 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.

17. OTROS PASIVOS

	2013	2012
Ingresos recibidos por anticipado (1)	$ 2.089	$ 2.336
Prima reapertura del Bono	4.639	-
Impuesto diferido (2)	38.707	30.872
	45.435	33.208
Menos – Porción corriente (1)	(145)	(247)
	$ 45.290	$ 32.961

(1) Corresponde principalmente al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. (ISA S.A. E.S.P.) el 6 de septiembre de 2007, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones por un período de 20 años por $2.234, de los cuales $145 corresponden a porción corriente.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, representan las diferencias temporales presentadas por el exceso de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable por $32.432 y 28.903 (Ver Nota 8) y por el efecto de la valoración de las coberturas por $6.275 y $1.969, respectivamente.

18. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

	2013	2012
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 235.306	$ 242.566
Menos – Porción corriente	(24.711)	(26.179)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 210.595	$ 216.387

El valor de la obligación por concepto de pensiones se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa nominal anual de 2,99% y una tasa real del 4,8% al 31 de diciembre de 2013. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2013 y 2012 fueron 1.753 y 1.874, respectivamente.

En el acta No. 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, 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 2013, el Fondo de Pensiones asciende a $173.283 ($193.855 al 31 de diciembre de 2012), los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo (Ver Nota 10). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2013, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $1.135 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por $1.571, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2012.

En adición al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registró al 31 de diciembre de 2013 el pasivo por beneficios médicos y educación a que tienen derecho los pensionados, 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 beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio.

	2013	2012
Beneficios complementarios a pensiones	$ 33.162	$ 35.519
Menos – Porción corriente	(4.256)	(4.256)
Beneficios complementarios a pensiones a largo plazo	$ 28.906	$ 31.263

El cálculo de beneficios complementarios se ajusta anualmente con base en los estudios actuariales realizados y los pagos por estos conceptos se cargan directamente a resultados del periodo. Teniendo en cuenta el propósito de emisión de éstos estados financieros, el cálculo actuarial se ajustó con corte al 31 de diciembre de 2013 con base en un estudio actuarial.

El acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010.

El gasto registrado en el estado de resultados por concepto de nómina de pensiones de jubilación y amortización de pensiones y prestaciones adicionales al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Pensiones de jubilación – nómina (Ver Nota 24)	$ 25.260	$ 25.575

19. IMPUESTOS

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

De conformidad con el Artículo 191 del Estatuto Tributario, las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios no se encuentran sujetas a renta presuntiva.

Impuesto sobre la renta para la equidad - El artículo 20 de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 creo 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.

Los años gravables 2011 y 2012 están abiertos para revisión de las autoridades tributarias.

El detalle de la cuenta por pagar de impuestos, gravámenes y tasas es el siguiente (Ver nota 14):

Impuesto al patrimonio (1)	$ 19.607	$ 39.215
Impuesto de industria y comercio (2)	46	35
Retención en la fuente	1.052	1.042
Retención en la fuente CREE	2.784	-
Impuesto por pagar CREE año 2013	476	-

	2013	2012
Impuesto sobre las ventas por pagar	710	1.135
	$ 24.675	$ 41.427

La liquidación y pago del impuesto sobre la renta es anual; se presenta la provisión para impuestos sobre la renta y complementarios por cada período así:

Gasto impuesto de renta	$ 47	$ 16
Impuesto CREE año 2013	4.732	-
Efecto del impuesto sobre la renta diferido	7.495	2.171
Impuesto sobre la renta, neto	$ 12.274	$ 2.187

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre la utilidad comercial y la renta líquida gravable así:

Utilidad antes de impuestos	$ 855.834	$ 692.888
Menos:		
Ingresos no constitutivos de renta	(750.490)	(778.747)
Otros gastos deducibles	(38.802)	(48.717)
Ingresos no fiscales	(220.913)	(271.913)
Más:		
Ingresos fiscales	89.989	298.181
Gastos y costos no deducibles	126.204	108.391
Utilidad líquida del ejercicio antes de renta exenta	61.822	83
Renta exenta (3)	61.822	83
Renta líquida gravable	-	-
Ganancias ocasionales gravadas	472	$ 48
Tarifa del impuesto	10%	33%
Impuesto a cargo	$ 47	$ 16

A continuación se presentan las partidas conciliatorias entre el patrimonio contable y el fiscal:

Patrimonio contable	$ 9.805.960	$ 8.994.660
Reajustes fiscales	405.621	497.954
Activos y provisiones	(997.233)	(1.101.461)
Pasivos estimados y provisiones	127.007	119.649
Valorizaciones	(4.448.203)	(4.306.279)
Patrimonio fiscal estimado	$ 4.893.152	$ 4.204.523

(1) *Impuesto al patrimonio* - La Empresa liquidó 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. La declaración se presentó 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.

En el año 2011 la Empresa causó y contabilizó $78.429 del impuesto al patrimonio y su sobretasa con cargo a la cuenta cargos diferidos, en el 2013 pagó $19.607 correspondiente a las cuotas 5 y 6 amortizándolas con cargo al resultado del ejercicio, con lo cual el saldo de la cuenta por pagar al 31 de diciembre de 2013 es de $19.607 ($39.215 al 31 de diciembre 2012).

(2) Impuesto de industria y comercio – La Empresa declara y paga el Impuesto de Industria y Comercio sobre sus ingresos a las tarifas del 1,104%, 0,966%, 0,414% en Bogotá, 0,6% en Mosquera, 0,8% en Cartagena y Cúcuta, 0,4% en La Mesa y 1% en El Colegio, Funza, Soacha, Ubalá, Pasto 0,5%, Yaguará 0,8%, Altamira 1,0% y Mocoa 0,8%, Villavicencio 0.6%, Medellín, Popayán 0.8%. Circasia 1.0% y Cali 1.0%.

(3) EEB obtuvo ingresos en Perú por concepto principalmente de dividendos y acuerdos de servicios, los cuales son exentos de conformidad con la Decisión 578 - Régimen para evitar la doble tributación y prevenir la evasión fiscal.

20. PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS

Capital – El capital autorizado 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		1.546.917.587	16,848794
	$	9.181.177.017	100,00

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

Revalorización del patrimonio – La revalorización del 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 la Asamblea Ordinaria de Accionistas No. 064 del 21 de marzo de 2013, se aprobó el proyecto de distribución de dividendos del ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012, por valor de $8403.605.

21. INGRESOS OPERACIONALES

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, los ingresos operacionales ascienden a $102.361 y $102.685, respectivamente, correspondientes a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

Al 31 de diciembre de 2013 se presentan otros ingresos de la unidad de negocio de transmisión por $3.312 ($2.204 al 31 de diciembre de 2012) correspondientes principalmente a aprovechamientos, arrendamientos, honorarios, intereses, diferencia en cambio.

22. COSTOS DE VENTAS

	2013	2012
Servicios personales	$ 7.653	$ 6.254
Generales	1.796	1.597
Depreciaciones	14.449	13.930
Amortizaciones	417	580
Arrendamientos	129	54
Bienes y servicios	926	962
Contribuciones	10.274	10.283
Operación y mantenimiento	6.322	6.695
Honorarios	2.354	1.956
Servicios públicos	28	25
Seguros	1.756	2.012
Impuestos	1.162	978
Seguridad y vigilancia	118	96
	$ 47.384	$ 45.422

23. OTROS INGRESOS

	2013	2012
Honorarios	$ 9.625	$ 12.106
Recuperaciones (1)	40.162	39.984
Utilidad en venta de activos fijos	1.925	1.067
Arrendamientos	4.641	4.734
Otros ingresos	1.078	194
	$ 57.431	$ 58.085

(1) En 2013 y 2012, incluye:

Recuperación gastos de emisión y colocación de bonos	$ -	$ 743
Recuperación compartibilidad pensional	1.013	2.580
Recuperación cuotas partes pensionales	2.180	2.152
Recuperación de provisiones	35.743	34.251
Otros	1.226	258
	$ 40.162	$ 39.984

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

24. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Servicios personales	$ 17.394	$ 15.022
Contribuciones imputadas	5.359	3.604
Contribuciones efectivas	4.462	4.413
Aportes sobre nómina	341	402
Pensiones de jubilación (Ver Nota 18)	25.260	25.575
Cuotas partes pensionales	357	26.005
Estudios y proyectos	2.371	3.241
Comisiones, honorarios y servicios	14.158	10.179
Servicios públicos	268	313
Arrendamientos (1)	1.805	2.140
Publicidad y propaganda	2.818	3.793
Suscripciones y afiliaciones	299	276
Impuestos (2)	35.987	32.752
Vigilancia y seguridad	992	960
Comunicación y transporte	1.257	1.024
Mantenimiento, materiales y suministros	4.372	2.189
Seguros	1.350	1.481
Otros gastos generales	3.580	3.396

	2013	2012
(Menos) gastos asignados al negocio de transmisión (3)	(23.734)	(8.239)
	$ 98.696	$ 128.526

(1) En 2013 y 2012 incluye los pagos realizados por concepto leasing de infraestructura firmado con Leasing Bancolombia S.A. cuyo objeto es la adquisición de las oficinas 901, 1001, 2 locales y 41 parqueaderos del edificio ubicado en la Carrera 9 N° 73 – 44, adecuaciones y adquisición de muebles con las siguientes condiciones:

	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adquisición de oficinas	Leasing adecuaciones	Leasing adquisición de muebles
Valor de los bienes adquiridos	$4.602	$10.468	$1.816	$876
Tasa de interés	DTF T.A. + 4,65 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos	DTF T.A. + 3,75 puntos
Plazo del contrato	144 meses	144 meses	144 meses	60 meses
Periodicidad de pago	Mensual	Mensual	Mensual	Mensual
Valor de la opción de adquisición	$1.380	$3.140	$544	$88
Porcentaje de la opción	30%	30%	30%	10%
Amortización	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 se inicia la amortización periódica hasta la cuota 144.	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital desde la cuota 25 hasta la 96 se amortiza un 15% de la obligación, desde la cuota 97 y hasta la 144 se amortiza un 55% de la obligación	Hasta la cuota 24, período de gracia en pago de capital
Pagos realizados durante 2013	N/A	$1.407 millones	N/A	N/A

(2) En 2013 y 2012 incluye:

Gravamen al movimiento financiero	$ 672	$ 1.613
Impuesto al patrimonio (Ver Nota 19)	19.607	19.607
Impuesto de industria y comercio	10.278	7.338
Impuesto predial	1.367	1.184
Impuesto a las ventas no descontable	2.836	2.662
Otros impuestos y contribuciones	1.227	348
	$ 35.987	$ 32.752

(3) En 2013 principalmente se asignaron $13.463 por concepto de ajuste a la provisión de propiedad planta y equipo de transmisión, como resultado del avaluó técnico realizado por Consultores Unidos S.A. en diciembre de 2013.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

Los gastos de administración (Ver nota 24) y los gastos por provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Ver nota 25) fueron redistribuidos a los siguientes centros de costos:

	2013	2012
Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	$ 23.734	$ 8.239
Actividades administrativas y financieras no asociadas al negocio de transmisión	52.427	87.535
	76.161	95.774
Impuestos	35.987	32.752
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	13.087	14.227
	$ 125.235	$ 142.753

25. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACION Y AMORTIZACIÓN

Depreciaciones	$ 938	$ 991
Amortizaciones	7.695	8.397
Provisión para protección de inversiones	3	19
Provisión para deudores	1.321	1.740
Provisión de Inventarios	208	-
Provisión propiedades planta y equipo (Ver Nota 8)	14.104	-
Provisión para contingencias	2.281	3.080
Total	26.550	14.227
Menos - Provisión propiedad planta y equipo Asignada al negocio de transmisión	(13.463)	-
	$ 13.087	$ 14.227

26. INGRESOS FINANCIEROS

	2013	2012
Dividendos (Ver nota 9)	$ 808.629	$ 494.218
Intereses de préstamos	44.925	40.889
Intereses sobre depósitos	497	9.519
Rendimientos	14.870	26.545
Prima reapertura del Bono	49	-
Valoración operaciones de cobertura	12.665	5.967
	$ 881.635	$ 577.138

27. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	$ 89.483	$ 94.206
Comisiones	825	532
Financieros	221	227
	$ 90.529	$ 94.965

(1) En 2013 y 2012, corresponde principalmente a los intereses pagados por los préstamos suscritos por la Empresa.

28. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 57.287	$ 57.287
Fiscales	856.335	862.042
Cuotas partes pensionales por cobrar	25.505	25.505
Otras cuentas deudoras	1.016	1.012
	940.143	945.846
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	86.762	79.621
	86.762	79.621
Litigios o demandas:		
Civiles	5.839	5.646
Laborales	830	2.221
Administrativas	7.757	7.758
	14.426	15.625

	2013	2012
Acreedoras de control:		
Contratos de servicios	343.498	145.862
Órdenes de compra	2.509	2.944
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital proveniente de revalorización de patrimonio	459.501	459.501
	838.118	640.917
	$ 1.879.449	$ 1.682.009

(1) Al 31 de diciembre de 2013 las cuentas de orden derechos contingentes incluyen $86.762 ($79.621 a diciembre de 2012) por el 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.

29. REFORMA TRIBUTARIA

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

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

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

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

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

Normas contables – Se establece que únicamente para efectos tributarios las remisiones contenidas en las normas tributarias a las normas contables, continuarán vigentes durante los 4 años siguientes a la entrada en vigencia de las Normas Internacionales de Información

Financiera. En consecuencia, durante el tiempo citado, las bases fiscales de las partidas que se incluyan en las declaraciones tributarias continuarán inalteradas. Así mismo, las exigencias de tratamientos contables para el reconocimiento de situaciones fiscales especiales perderán vigencia a partir de la fecha de aplicación del nuevo marco regulatorio contable.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016
(Expresado en millones de pesos colombianos)

ACTIVOS		Septiembre 30, 2015		Septiembre 30, 2016	% Part.	Variación	Variación %
ACTIVOS CORRIENTES							
Efectivo y equivalentes	Col$	153.289	Col$	489.281	3,49%	335.992	219,19%
Activos financieros		94.773		28.612	0,20%	(66.161)	-69,81%
Cuentas por cobrar		20.593		18.676	0,13%	(1.917)	-9,31%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas		445.293		476.636	3,40%	31.343	7,04%
Inventarios		7.911		8.178	0,06%	267	3,37%
Activos por impuestos		35.727		41.249	0,29%	5.522	15,46%
Otros Activos		2.755		2.278	0,02%	(477)	-17,31%
Total activos corrientes		760.341		1.064.909	7,59%	304.568	40,06%
ACTIVOS NO CORRIENTES							
Activos financieros		819.216		631.859	4,50%	(187.357)	-22,87%
Cuentas por cobrar		8.373		13.107	0,09%	4.734	56,54%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas		1.318.412		1.239.359	8,83%	(79.053)	-6,00%
Propiedades, planta y equipo		687.192		846.784	6,03%	159.592	23,22%
Propiedades de inversión		214.811		213.000	1,52%	(1.811)	-0,84%
Inversiones en subsidiarias		5.704.853		4.255.513	30,32%	(1.449.340)	-25,41%
Inversiones en asociadas		5.387.192		5.598.294	39,89%	211.102	3,92%
Crédito Mercantil		50.171		50.171	0,36%	-	0,00%
Intangibles		3.267		4.684	0,03%	1.417	43,38%
Activos por impuestos diferidos		83.202		117.632	0,84%	34.430	41,38%
Total activos no corrientes		14.276.689		12.970.403	92,41%	(1.306.286)	-9,15%
Total activos	Col$	15.037.030	Col$	14.035.312	100,00%	(1.001.718)	-6,66%
PASIVOS Y PATRIMONIO							
PASIVOS CORRIENTES							
Pasivos financieros	Col$	102.113	Col$	297.263	2,12%	195.150	191,11%
Cuentas por pagar		980.920		117.735	0,84%	(863.185)	-88,00%
Cuentas por pagar a partes relacionadas		266.361		298.477	2,13%	32.116	12,06%
Pasivo por impuestos		10.807		12.143	0,09%	1.336	12,36%
Provisiones por benerficios a trabajadores		38.661		39.519	0,28%	858	2,22%
Otros pasivos		-		-	0,00%	-	0,00%
Total pasivos corrientes		1.398.862		765.137	5,45%	(633.725)	-45,30%
PASIVOS NO CORRIENTES							
Pasivos financieros		2.528.495		2.607.087	18,58%	78.592	3,11%
Provisiones por benerficios a trabajadores		101.409		97.377	0,69%	(4.032)	-3,98%
Otras provisiones		124.171		115.616	0,82%	(8.555)	-6,89%
Pasivos por impuestos diferidos		138.144		171.003	1,22%	32.859	23,79%
Otros pasivos		2.750		2.777	0,02%	27	0,98%
Total pasivos no corrientes		2.894.969		2.993.860	21,33%	98.891	3,42%
Total pasivos	Col$	4.293.831	Col$	3.758.997	26,78%	(534.834)	25,61%
PATRIMONIO							
Capital emitido		492.111		492.111	3,51%	-	0,00%
Prima en colocación de acciones		837.799		837.799	5,97%	-	0,00%
Utilidad del periodo		66.097		1.120.519	7,98%	1.054.422	1595,26%
Utilidades (perdidas) retenidas		7.267.985		5.650.529	40,26%	(1.617.456)	-22,25%
Reservas		2.079.207		2.175.357	15,50%	96.150	4,62%
Total patrimonio		10.743.199		10.276.315	73,22%	(466.884)	-4,35%
Total pasivos y patrimonio	Col$	15.037.030	Col$	14.035.312	100,00%	(1.001.718)	-6,66%

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta profesional No. 53.918 -T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE RESULTADOS Y OTRO RESULTADO INTEGRAL POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016
(Expresado en millones de pesos colombianos)

	3T - 2015	3T - 2016	Variación	% Var.	sep-15	sep-16	Variación	% Var.
INGRESOS								
Portafolio	45.608	(106.881)	(152.489)	-334,35%	229.027	1.096.202	867.175	378,64%
Transmisión de electricidad	45.373	65.452	20.078	44,25%	126.928	190.282	63.353	49,91%
Total Ingresos operacionales	14.489	(41.430)	(132.411)	-913,87%	355.955	1.286.483	930.528	261,42%
COSTOS Y GASTOS								
Portafolio	(10.076)	(7.094)	2.982	-29,60%	(32.364)	(48.717)	(16.353)	50,53%
Transmisión de electricidad	(16.883)	(22.716)	(5.833)	34,55%	(53.674)	(76.703)	(23.029)	42,91%
Gastos administrativos	(5.951)	(17.662)	(11.711)	196,78%	(48.707)	(40.562)	8.145	-16,72%
Otros ingresos (gastos), neto	5.575	6.046	471	8,46%	17.100	19.180	2.080	12,17%
Resultado de las actividades operacionales	63.647	(82.854)	(146.501)	-230,18%	238.310	1.139.683	901.372	378,23%
Ingresos financieros	28.814	38.687	9.873	34,27%	99.378	108.150	8.772	8,83%
Gastos financieros	(62.665)	(59.997)	2.669	-4,26%	(133.428)	(176.573)	(43.144)	32,34%
Diferencia en cambio (gasto) ingreso, neto	(95.431)	517	95.948	-100,54%	(123.403)	54.261	177.664	-143,97%
Ganancia antes de impuestos	(65.636)	(103.647)	(38.011)	57,91%	80.858	1.125.521	1.044.663	1291,97%
(Gasto) Ingreso por impuestos	(2.772)	4.467	7.239	-261,13%	(14.761)	(5.002)	9.759	-66,1%
Ganancia	(68.409)	(99.180)	(30.771)	44,98%	66.097	1.120.519	1.054.422	1595,26%
Otro resultado integral	3.182	(3.195)	(6.376)	-200,42%	(33.146)	(412.763)	(379.617)	1145,30%
Resultado integral	(65.227)	(102.375)	(37.148)	56,95%	32.951	707.756	674.805	2047,88%

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta profesional No. 53.918 -T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO POR EL PERIODO
DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016
(Expresado en millones de pesos colombianos)

	Septiembre 30, 2015	Septiembre 30, 2016
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad Neta	$ 66.097	$ 1.120.519
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuesto a las ganancias reconocidos en el periodo	15.781	8.884
Impuesto diferido reconocido en el periodo	-	(3.882)
Depreciación y amortización	12.781	15.093
Utilidad o pérdidad en venta o baja de activos fijos	(45)	500
Diferencia en cambio	328.429	(70.680)
Provisiones y recuperaciones	376	(2.438)
Gasto financiero beneficios a empleados	311	19.922
Gasto financiero deuda pasiva	101.722	136.601
Ingreso financiero beneficios a empleados	-	(9.445)
(Ingresos) pérdidas operaciones de cobertura	479	14.045
(Ingreso) pérdida metodo de participación patrimonial	(45.608)	(311.412)
	480.323	917.707
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Cuentas por cobrar	(4.335)	(7.854)
Inventarios	(475)	(373)
Activos por impuestos	(33.804)	(17.935)
Otros activos	(3.213)	316.334
Cuentas por pagar	(140.748)	230.724
Pasivos por impuestos	(58.389)	(3.714)
Provisiones por beneficios a trabajadores	(265)	(9.129)
Otras provisiones	74.723	5.559
Otros pasivos	721	104
	314.538	1.431.423
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en subsidiarias	(202.607)	(88.512)
Cuentas por cobrar partes relacionadas	(206.903)	(1.074.288)
Activos financieros	200.488	(64.360)
Dividendos recibidos	650.361	631.974
Intereses recibidos	-	62.267
Cuentas por pagar partes relacionadas	120.160	(656)
Propiedad, planta y equipo	(121.752)	(138.928)
Propiedades de inversión	-	48
Los activos intangibles distintos al crédito mercantil	312	14
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión	440.059	(672.442)
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos pagados	(597.006)	(580.388)
Intereses cancelados pasivos financieros	(47.150)	(84.131)
Prestamos recibidos	110.000	557.000
Prestamos cancelados	(142.291)	(282.659)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiación	(676.447)	(390.178)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO	78.150	368.803
Efectos de las variaciones del tipo de cambio en el balance de efectivo en moneda extranjera	(205.040)	-
'EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL AÑO:	280.179	120.478
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 153.289	$ 489.281

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta profesional No. 53.918 -T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUBORDINADAS

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016
(Expresado en millones de pesos colombianos)

ACTIVOS	**Septiembre 30, 2015**	**Septiembre 30, 2016**	**% Part.**	**Variación**	**Variación %**
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y equivalentes	Col$ 1.005.947	Col$ 1.289.621	5,81%	283.674	28,20%
Activos financieros	94.773	27.872	0,13%	(66.901)	-70,59%
Cuentas por cobrar	561.844	502.650	2,26%	(59.194)	-10,54%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	420.297	440.849	1,99%	20.552	4,89%
Inventarios	179.977	167.779	0,76%	(12.198)	-6,78%
Activos por impuestos	142.339	150.657	0,68%	8.318	5,84%
Otros Activos	53.582	49.043	0,22%	(4.539)	-8,47%
Total activos corrientes	2.458.759	2.628.471	11,84%	169.712	6,90%
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Activos financieros	361.585	209.595	0,94%	(151.990)	-42,03%
Cuentas por cobrar	173.457	172.164	0,78%	(1.293)	-0,75%
Propiedades, planta y equipo	9.190.480	8.212.715	37,00%	(977.765)	-10,64%
Propiedades de inversión	227.192	213.416	0,96%	(13.776)	-6,06%
Inversiones en asociadas	6.569.493	6.991.563	31,50%	422.070	6,42%
Crédito Mercantil	50.171	50.171	0,23%	0	0,00%
Intangibles	3.311.360	3.316.146	14,94%	4.786	0,14%
Activos por impuestos diferidos	336.957	281.628	1,27%	(55.329)	-16,42%
Activos por impuestos	114.964	96.102	0,43%	(18.862)	-16,41%
Otros activos	55.589	26.934	0,12%	(28.655)	-51,55%
Total activos no corrientes	20.391.248	19.570.434	88,16%	(820.814)	-4,03%
Total activos	Col$ 22.850.007	Col$ 22.198.905	100,00%	(651.102)	-2,85%
PASIVOS Y PATRIMONIO					
PASIVOS CORRIENTES					
Pasivos financieros	Col$ 420.588	Col$ 458.467	2,07%	37.879	9,01%
Cuentas por pagar	1.232.417	327.112	1,47%	(905.305)	-73,46%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	9.516	257	0,00%	(9.259)	-
Pasivo por impuestos	83.187	374.794	1,69%	291.607	350,54%
Provisiones por benerficios a trabajadores	82.014	71.713	0,32%	(10.301)	-12,56%
Otras provisiones	63.155	37.219	0,17%	(25.936)	-41,07%
Otros pasivos	163.158	245.420	1,11%	82.262	50,42%
Total pasivos corrientes	2.054.035	1.514.982	6,82%	(539.053)	-26,24%
PASIVOS NO CORRIENTES					
Pasivos financieros	8.290.694	7.510.412	33,83%	(780.282)	-9,41%
Provisiones por benerficios a trabajadores	168.922	97.377	0,44%	(71.545)	-42,35%
Otras provisiones	191.406	251.701	1,13%	60.295	31,50%
Pasivos por impuestos diferidos	1.706.258	1.629.615	7,34%	(76.643)	-4,49%
Otros pasivos	366.274	338.959	1,53%	(27.315)	-7,46%
Total pasivos no corrientes	10.723.554	9.828.064	44,27%	(895.490)	-8,35%
Total pasivos	Col$ 12.777.589	Col$ 11.343.046	51,10%	(1.434.543)	-11,23%
PATRIMONIO					
Capital emitido	492.111	492.111	2,22%	0	0,00%
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	3,77%	0	0,00%
Utilidad del periodo	570.721	1.052.721	4,74%	482.000	84,45%
Utilidades (perdidas) retenidas	5.548.927	5.949.179	26,80%	400.252	7,21%
Reservas	2.079.207	2.175.357	9,80%	96.150	4,62%
Total patrimonio de la controladora	9.528.765	10.507.167	47,33%	978.402	10,27%
Interes minoritario	543.653	348.692	1,57%	(194.961)	-35,86%
Total patrimonio	10.072.418	10.855.859	48,90%	783.441	7,78%
Total pasivos y patrimonio	Col$ 22.850.007	Col$ 22.198.905	100,00%	(651.102)	-2,85%

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P. Y SUBORDINADAS

ESTADOS DE RESULTADOS Y OTRO RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO
POR LOS PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2015 Y 2016
(Expresado en millones de pesos colombianos)

		3T - 2015	3T - 2016	Variación	% Var.	Septiembre 30, 2015	Septiembre 30, 2016	Variación	% Var.
INGRESOS									
Distribución de gas natural	Col$	362.781	383.307	20.526	5,66%	1.018.774	1.143.627	124.853	12,26%
Transporte de gas natural		329.767	305.134	(24.633)	-7,47%	874.033	1.009.763	135.730	15,53%
Distribución de electricidad		93.412	(197.822)	(291.234)	-311,77%	258.822	-	(258.822)	-100,00%
Transmisión de electricidad		48.844	68.971	20.127	41,21%	137.085	204.839	67.754	49,42%
Total Ingresos operacionales		834.804	559.590	(275.214)	-32,97%	2.288.714	2.358.229	69.515	3,04%
COSTOS Y GASTOS									
Distribución de gas natural		(260.166)	(264.956)	(4.790)	1,84%	(743.109)	(778.897)	(35.788)	4,82%
Transporte de gas natural		(120.842)	(94.758)	26.084	-21,59%	(259.104)	(299.799)	(40.695)	15,71%
Distribución de electricidad		(77.353)	155.551	232.904	-301,09%	(212.737)	-	212.737	-100,00%
Transmisión de electricidad		(19.289)	(29.072)	(9.783)	50,72%	(57.565)	(95.799)	(38.234)	66,42%
Gastos administrativos		(75.270)	(74.790)	480	-0,64%	(292.617)	(304.462)	(11.845)	4,05%
Otros ingresos (gastos), neto		3.473	17.864	14.391	414,37%	32.129	52.256	20.127	62,64%
Resultado de las actividades operacionales		285.357	269.429	(15.928)	-5,58%	755.711	931.528	175.817	23,27%
Ingresos financieros		21.462	36.025	14.563	67,85%	89.985	98.652	8.667	9,63%
Gastos financieros		(167.917)	(146.391)	21.526	-12,82%	(361.331)	(393.946)	(32.615)	9,03%
Diferencia en cambio (gasto) ingreso, neto		(177.729)	6.164	183.893	-103,47%	(260.194)	149.399	409.593	157,42%
Participación en las ganancias (perdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación patrimonial		285.421	248.513	(36.908)	-12,93%	718.307	749.168	30.861	4,30%
Ganancia antes de impuestos		246.594	413.740	167.146	67,78%	942.478	1.534.801	592.323	62,85%
(Gasto) Ingreso por impuestos		(168.458)	(277.687)	(109.229)	64,84%	(329.382)	(428.914)	(99.532)	30,22%
Ganancia		78.136	136.053	57.917	74,12%	613.096	1.105.887	492.791	80,38%
Otro resultado integral		245.709	186.679	(59.030)	-24,02%	208.882	(222.889)	(431.771)	-206,71%
Resultado integral		323.845	322.732	(1.113)	-0,34%	821.978	882.998	61.020	7,42%
Ganancia, atribuible a:									
La controladora		64.387	128.187	63.800	99,09%	570.721	1.052.721	482.000	84,45%
Interes minoritario		13.749	7.866	(5.883)	-42,79%	42.376	53.166	10.790	25,46%
		78.136	136.053	57.917	56,30%	613.097	1.105.887	492.790	80,38%

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR EL PERIODO DE NUEVE MESES TERMINADOS EL 30 DE SEPTIEMBRE 2015 Y 2016
(En millones de pesos colombianos)

	Septiembre 30, 2015	Septiembre 30, 2016
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad Neta	$ 613.097	$ 1.105.887
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuesto a las ganancias reconocidos en el periodo	329.382	428.914
Depreciación y amortización	268.739	291.923
Utilidad o pérdidad en venta o baja de activos fijos	(458)	(92)
Diferencia en cambio	260.193	(149.399)
Provisiones y recuperaciones	6.316	4.768
Gasto financiero deuda pasiva	287.937	310.038
(Ingreso) Gasto financiero beneficios a empleados	256	(9.445)
(Ingresos) pérdidas operaciones de cobertura	16.285	(1.045)
Utilidad médodo participación	(718.307)	(749.168)
	1.063.440	1.232.381
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Cuentas por cobrar	(246.902)	39.328
Inventarios	(31.842)	15.244
Activos por impuestos	(114.092)	(53.751)
Otros activos	(50.522)	(36.385)
Cuentas por pagar	(104.961)	(823.586)
Pasivos por impuestos	(76.721)	(58.359)
Provisiones por beneficios a trabajadores	5.360	(88.935)
Otras provisiones	78.073	9.258
Otros pasivos	134.836	(19.749)
	656.669	215.446
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos	(202.607)	(88.512)
Cuentas por cobrar partes relacionadas	188.726	(149.497)
Activos financieros	(431.650)	304.094
Dividendos recibidos	650.361	631.974
Cuentas por pagar partes relacionadas	4.468	(5.679)
Propiedad, planta y equipo	(632.324)	(250.281)
Los activos intangibles distintos al crédito mercantil	(299.017)	(182.513)
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión	(722.043)	259.586
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos pagados	(597.006)	(580.388)
Intereses cancelados pasivos financieros	(129.137)	(130.878)
Prestamos recibidos	367.810	675.244
Prestamos cancelados	(174.290)	(21.819)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiación	(532.623)	(57.841)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO	(597.997)	417.191
'EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL AÑO:	1.603.944	872.430
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 1.005.947	$ 1.289.621

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

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

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2015
(Expresado en millones de pesos colombianos y en miles de dólares)

ACTIVOS	Septiembre 30, 2014	% Part.	Septiembre 30, 2015	Variación	% Var.	3Q - USD
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes	Col$ 1.184.985	6,93%	Col$ 1.025.257	(159.728)	-13,48%	USD 328.404
Activos financieros	298.474	1,75%	101.072	(197.401)	-66,14%	32.375
Cuentas por cobrar	393.321	2,30%	601.408	208.087	52,91%	192.639
Cuentes por cobrar a partes relacionadas	454.106	2,66%	415.838	(38.268)	-8,43%	133.199
Inventarios	130.949	0,77%	179.977	49.027	37,44%	57.649
Activos por impuestos	160.067	0,94%	184.220	24.153	15,09%	59.008
Otros Activos	23.212	0,14%	49.615	26.403	113,75%	15.893
Total activos corrientes	2.645.114	15,47%	2.557.388	(87.727)	-3,32%	819.166
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Activos financieros	389.238	2,28%	372.904	(16.334)	-4,20%	119.446
Cuentas por cobrar	108.969	0,64%	190.787	81.818	75,08%	61.112
Propiedades, planta y equipo	6.142.230	35,92%	9.117.463	2.975.233	48,44%	2.920.448
Propiedades de inversión	226.361	1,32%	227.353	992	0,44%	72.824
Inversiones en asociadas	4.993.465	29,20%	6.128.260	1.134.795	22,73%	1.962.965
Crédito Mercantil	335.583	1,96%	335.583	-	0,00%	107.492
Intangibles	1.991.161	11,65%	3.312.291	1.321.130	66,35%	1.060.972
Activos por impuestos diferidos	177.564	1,04%	344.979	167.416	94,28%	110.502
Activos por impuestos	58.523	0,34%	121.300	62.777	107,27%	38.854
Otros activos	30.059	0,18%	61.453	31.394	104,44%	19.684
Total activos no corrientes	14.453.153	84,53%	20.212.373	5.759.221	39,85%	6.474.299
Total activos	Col$ 17.098.267	100,00%	Col$ 22.769.761	5.671.494	33,17%	USD 7.293.465
PASIVOS Y PATRIMONIO						
PASIVOS CORRIENTES						
Pasivos financieros	Col$ 1.393.298	8,15%	Col$ 1.640.963	247.665	17,78%	USD 525.623
Cuentas por pagar	428.755	2,51%	1.277.760	849.004	198,02%	409.284
Pasivo por impuestos	142.297	0,83%	131.973	(10.323)	-7,25%	42.273
Provisiones por beneficios a trabajadores	68.059	0,40%	82.056	13.997	20,57%	26.284
Otras provisiones	29.418	0,17%	74.527	45.109	153,34%	23.872
Otros pasivos	26.530	0,16%	46.953	20.423	76,98%	15.040
Total pasivos corrientes	2.088.357	12,21%	3.254.231	1.165.874	55,83%	1.042.375
PASIVOS NO CORRIENTES						
Pasivos financieros	5.001.677	29,25%	7.481.891	2.480.214	49,59%	2.396.552
Cuentas por pagar	-	0,00%	2.560	2.560	-	820
Provisiones por beneficios a trabajadores	137.673	0,81%	151.027	13.355	9,70%	48.376
Otras provisiones	103.580	0,61%	110.142	6.562	6,34%	35.280
Pasivos por impuestos diferidos	545.056	3,19%	1.649.899	1.104.843	202,70%	528.485
Otros pasivos	48.983	0,29%	166.222	117.240	239,35%	53.243
Total pasivos no corrientes	5.836.968	34,14%	9.561.742	3.724.774	63,81%	3.062.757
Total pasivos	Col$ 7.925.325	46,35%	Col$ 12.815.973	4.890.648	61,71%	USD 4.105.131
PATRIMONIO						
Capital emitido	492.111	2,88%	492.111	-	0,00%	157.630
Prima en colocación de acciones	837.799	4,90%	837.799	-	0,00%	268.359
Utilidades (perdidas) retenidas	5.382.850	31,48%	6.261.622	878.772	16,33%	2.005.683
Otro resultado integral	(201.366)	-1,18%	(258.042)	(56.676)	28,15%	(82.655)
Reservas	2.258.330	13,21%	2.079.207	(179.123)	-7,93%	665.998
Total patrimonio de la controladora	8.769.724	51,29%	9.412.697	642.973	7,33%	3.015.015
Interes minoritario	403.218	2,36%	541.091	137.873	34,19%	173.319
Total patrimonio	9.172.942	53,65%	9.953.788	780.846	8,51%	3.188.334
Total pasivos y patrimonio	Col$ 17.098.267	100,00%	Col$ 22.769.761	5.671.494	33,17%	USD 7.293.465

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

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

ESTADOS DE RESULTADOS Y OTRO RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO PRELIMINAR BAJO NIIF
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014 Y 2015
(Expresado en millones de pesos colombianos y en miles de dólares)

		3T - 2014	3T - 2015	Variacion	% Var.	sep-14	sep-15	Variación	% Var.	sep-15 - USD
INGRESOS										
Distribución de gas natural	Col$	162.967	263.370	100.403	61,61%	771.323	1.018.556	247.233	32,05%	326.257
Transporte de gas natural		212.434	318.534	106.100	49,94%	690.823	862.800	171.977	24,89%	276.367
Distribución de electricidad		81.005	93.859	12.854	15,87%	233.364	260.116	26.752	11,46%	83.319
Transmisión de electricidad		27.932	43.857	15.925	57,01%	83.154	137.085	53.931	64,86%	43.910
Total Ingresos operacionales		484.338	719.620	235.282	48,58%	1.778.664	2.278.557	499.893	28,10%	729.853
COSTOS Y GASTOS										
Distribución de gas natural		(170.017)	(223.283)	(53.266)	31,33%	(698.014)	(870.475)	(172.461)	24,71%	(278.825)
Transporte de gas natural		(69.840)	(114.727)	(44.887)	64,27%	(239.741)	(306.821)	(67.080)	27,98%	(98.279)
Distribución de electricidad		(75.058)	(76.745)	(1.687)	2,25%	(210.219)	(233.190)	(22.971)	10,93%	(74.694)
Transmisión de electricidad		(22.122)	(22.764)	(642)	2,90%	(50.447)	(71.178)	(20.731)	41,09%	(22.799)
Gastos administrativos		(35.678)	(12.462)	23.216	-65,07%	(93.019)	(90.370)	2.649	-2,85%	(28.947)
Otros ingresos (gastos), neto		(3.898)	(5.707)	(1.809)	46,41%	8.536	7.999	(537)	-6,29%	2.562
Resultado de las actividades operacionales		107.725	263.932	156.207	145,01%	495.760	714.522	218.762	44,13%	228.871
Ingresos financieros		77.389	23.135	(62.254)	-54,60%	138.326	106.756	(31.569)	-22,82%	34.195
Gastos financieros		(99.024)	(155.859)	(56.835)	57,40%	(238.254)	(353.071)	(114.817)	48,19%	(113.093)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto		(99.661)	(187.166)	(87.505)	87,80%	(83.410)	(261.597)	(178.187)	213,63%	(83.793)
Participación en las ganancias (perdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación patrimonial		-	258.114	258.114	-	469.568	702.516	232.948	49,61%	225.025
Ganancia (perdida) antes de impuestos		(13.571)	214.156	227.727	-1678,04%	781.988	909.125	127.137	16,26%	291.205
Ingreso (gasto) por impuestos		18.379	(160.271)	(178.650)	-972,03%	(77.875)	(317.834)	(239.959)	308,13%	(101.807)
Ganancia (perdida)		4.808	53.885	49.077	1020,74%	704.113	591.291	(112.822)	-16,02%	189.399
Otro resultado integral		321.913	(223.785)	(545.698)	-169,52%	(31.406)	(33.401)	(1.995)	6,35%	(10.699)
Resultado integral		326.721	(169.900)	(496.621)	-152,00%	672.707	557.890	(114.817)	-17,07%	178.700
Ganancia (perdida), atribuible a:										
La controladora		59.276	38.474	(20.802)	-35,09%	672.719	549.728	(122.991)	-18,28%	176.085
Interes minoritario		(54.468)	15.411	69.879	-128,29%	31.394	41.563	10.169	32,39%	13.313
		4.808	53.885	49.077	-163,39%	704.113	591.291	(112.822)	-16,02%	189.399
Otro resultado integral atribuible a:										
La controladora		248.841	(253.519)	(482.360)	-193,84%	(31.406)	(33.401)	(1.995)	6,35%	(10.699)
Interes minoritario		73.072	9.734	(63.338)	-86,68%	-	-	-	-	-
		321.913	(223.785)	(545.698)	-280,52%	(31.406)	(33.401)	(1.995)	6,35%	(10.699)

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS PERIODOS DE NUEVE MESES TERMINADOS EL 30 de SEPTIEMBRE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos)

	Septiembre 30, 2014	Septiembre 30, 2015
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad Neta	704.113	591.291
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuesto a las ganancias reconocidos en el periodo	77.875	317.834
Depreciación y amortización	154.326	205.062
Participación en beneficios de asociadas	(469.568)	(702.516)
Diferencia en cambio	83.410	66.011
Provisiones	8.327	6.585
Ganancia por venta de activos fijos	(137)	(474)
Pérdida (ganancia) operaciones de cobertura	3.286	16.070
Interés minoritario	(31.394)	(41.563)
	530.239	458.300
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Activos financieros	99.716	418.180
Cuenta por cobrar	(35.683)	250.332
Inventarios	(37.102)	(76.521)
Activos fiscales	(133.122)	(182.687)
Otros activos	(9.764)	(68.197)
Deudores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes	91.493	(175.049)
Deudas con partes relacionadas	(5.857)	(483)
Pasivos fiscales	(37.134)	(19.065)
Provisiones para beneficios a trabajadores	18.308	27.330
Otras provisiones	18.898	73.003
Otros pasivos	(225.503)	(129.082)
	274.489	576.060
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en asociadas	346.157	(35.724)
Propiedad, planta y equipo	(485.305)	(2.166.868)
Propiedades de inversión	(120)	(874)
Los activos intangibles distintos al crédito mercantil	(302.227)	(737.453)
Efectivo neto provisto por las actividades de inversión	(441.495)	(2.940.918)
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos declarados	(590.533)	0
Dividendos percibidos de las inversiones asociadas	882.734	279.267
Créditos cobro de partes vinculadas	(527.164)	133.965
Pasivos Financieros	1.128.404	1.337.703
Interés minoritario	(831.038)	127.900
Efectivo neto provisto por las actividades de financiación	62.404	1.878.835
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO	(104.602)	(486.023)
EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL AÑO:	1.289.587	1.511.280
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 1.184.985	$ 1.025.257

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCÓN VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y sus Subordinadas

Estados Financieros Consolidados por los Años Terminados el 31 de Diciembre de 2015, 2014 y Estado de Situación Financiera de Apertura al 1 de Enero de 2014 e Informe del Revisor Fiscal.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Carrera 7 No. 74 - 09
Nit. 860.005.813-4
Bogotá
Colombia

Tel. +57(1) 5461810
Fax. +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P.:

1. He auditado los estados financieros consolidados de EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P. Y SUS SUBORDINADAS, los cuales comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 1 de enero de 2014 y los estados consolidados de ganancias o pérdidas y otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y un resumen de las políticas contables significativas, así como otras notas explicativas.

2. La administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas 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 consolidados 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 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.

© 2016 Deloitte Touche Tohmatsu.
Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembro, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

"Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800 y su domicilio registrado; Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido"

4. En mi opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P. Y SUS SUBORDINADAS al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.

5. De acuerdo con el informe de los auditores externos de las filiales:

   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 USD$ 70 millones. A la fecha de este informe, el resultado final de este proceso es razonablemente posible; 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.

   Transportadora de Energía de Centroamérica S.A – TRECSA S.A. y Contugas S.A.C, 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 Empresa para continuar como negocio en marcha, cuya evolución dependerá del éxito de sus operaciones futuras y del apoyo financiero de sus accionistas.

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

29 de febrero de 2016

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 Y 1 DE ENERO DE 2014
(En millones de pesos colombianos)

ACTIVO	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 7)	$ 872.430	$ 1.603.944	$ 1.289.587
Activos financieros (Nota 8)	275.962	211.611	355.893
Cuentas por cobrar (Nota 9)	487.350	363.173	263.061
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 33)	205.233	842.887	180.021
Activos por impuestos (Nota 10)	90.585	51.267	63.786
Inventarios (Nota 11)	183.831	148.212	93.667
Otros activos (Nota 12)	32.974	18.059	25.893
Total activos corrientes	2.148.365	3.239.153	2.271.908
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	6.953.502	5.483.278	5.867.624
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	9.350.656	7.209.445	5.896.323
Propiedades de inversión (Nota 16)	227.827	226.356	226.241
Activos financieros (Nota 8)	401.138	389.234	413.495
Cuentas por cobrar (Nota 9)	176.107	111.529	69.529
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 33)	-	-	26
Crédito mercantil (Nota 17)	50.171	50.171	50.171
Activos intangibles (Nota 18)	3.487.672	2.422.195	1.699.891
Activos por impuestos (Nota 10)	102.423	91.944	56.458
Activos por impuestos diferidos (Nota 24)	899.962	725.805	178.431
Otros activos (Nota 12)	37.536	40.590	42.453
Total activos no corrientes	21.686.994	16.750.547	14.500.642
Total	$ 23.835.359	$ 19.989.700	$ 16.772.550

PASIVOS Y PATRIMONIO	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
PASIVOS CORRIENTES:			
Pasivos Financieros (Nota 19)	$ 560.640	$ 306.941	$ 117.688
Cuentas por pagar (Nota 20)	767.438	1.352.009	231.479
Cuentes por pagar a partes relacionadas (Nota 33)	4.307	8.284	7.026
Provisiones por beneficios a empleados (Nota 21)	83.552	74.344	67.620
Otras provisiones (Nota 22)	36.424	11.490	17.425
Pasivo por impuestos (Nota 23)	52.038	77.676	86.240
Otros pasivos (Nota 25)	239.047	118.604	81.014
Total pasivos corrientes	1.743.446	1.949.348	608.492
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Pasivos financieros (Nota 19)	8.354.222	6.932.148	4.189.954
Cuentes por pagar a partes relacionadas (Nota 33)	1.630	-	32
Provisiones por beneficios a empleados (Nota 21)	165.028	171.232	157.907
Otras provisiones (Nota 22)	246.829	162.170	153.046
Pasivos por impuestos diferidos (Nota 24)	2.345.504	1.514.285	594.446
Otros pasivos (Nota 25)	365.081	275.992	241.731
Total pasivos no corrientes	11.478.294	9.055.827	5.337.116
Total pasivos	13.221.740	11.005.175	5.945.608
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS (Nota)			
Capital emitido	492.111	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	837.799
Reservas	2.079.205	2.538.057	2.005.303
Utilidades retenidas	4.515.616	3.501.749	6.223.056
Otro resultado integral	2.138.625	1.160.045	-
Total patrimonio de la controladora	10.063.356	8.529.761	9.558.269
Participación no controlada	550.263	454.764	1.268.673
Total patrimonio	10.613.619	8.984.525	10.826.942
Total	$ 23.835.359	$ 19.989.700	$ 16.772.550

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad por acciones)

	2015	2014
INGRESOS		
Distribución de gas natural	$ 1.649.413	$ 1.211.193
Transporte de gas natural	1.215.232	946.752
Distribución de electricidad	359.248	316.078
Transmisión de electricidad	195.717	124.193
Total ingresos operacionales	3.419.610	2.598.216
COSTOS Y GASTOS		
Distribución de gas natural (Nota 28)	(1.430.914)	(1.110.018)
Transporte de gas natural (Nota 28)	(451.835)	(354.143)
Distribución de electricidad (Nota 28)	(319.685)	(277.726)
Transmisión de electricidad (Nota 28)	(104.881)	(75.991)
Gastos administrativos (Nota 29)	(111.107)	(111.154)
Otros ingresos (gastos), neto (Nota 30)	69.672	27.367
Resultado de las actividades operacionales	1.070.860	696.551
Ingresos financieros (Nota 31)	108.247	186.256
Gastos financieros (Nota 32)	(460.938)	(374.972)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	(311.815)	(257.869)
Participación en las ganancias (perdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación patrimonial	1.161.771	998.394
Ganancia (perdida) antes de impuestos	1.568.125	1.248.360
Menos gasto por impuesto a la renta (Nota 24)		
Corriente	(117.052)	(148.840)
Diferido	(390.605)	(241.728)
UTILIDAD CONSOLIDADA DEL AÑO	1.060.468	857.792
OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Partidas que no se reclasificaran a la utilidad o pérdida		
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	12.792	(1.900)
Partidas que se reclasificarán a resultados en un futuro		
Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	6.830	(28.254)
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	846.939	1.149.815
Ganancias o perdida por otros resultados integrales en asociadas	160.917	90.839
TOTAL DE OTRO RESULTADO INTEGRAL DEL AÑO	1.027.478	1.210.500
RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO DEL AÑO	$ 2.087.946	$ 2.068.292
Utilidad consolidada del año atribuible a:		
Participación controladora	1.013.867	816.349
Participación no controladora	46.601	41.443
	1.060.468	857.792
Resultado integral consolidado del año atribuible a:		
Participación controladora	1.992.447	1.976.394
Participación no controladora	95.499	91.898
	$ 2.087.946	$ 2.068.292
UTILIDAD POR ACCIÓN		
Básica y diluida	$ 110	$ 89

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON V.
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, 2014 Y 1 DE ENERO DE 2014
(Expresado en millones de pesos colombianos)

			Reservas							Otras partidas de resultado integral						
	Capital emitido	Prima en colocación de acciones	Legal	Para rehabilitación, exetnsión y reposición de sistemas	Reserva método de participación sociedades Decreto 2336/95	Reserva ocasional Art. 130 E.T.	Ocasionales	Total	Utilidades Retenidas	Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	Remedición de obligaciones de beneficios definidos	Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	Ganancias o perdida por otros resultados integrales en asociadas	Participación no controlada	Total
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2014	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.496	$ 125.695	$ 987.154	$ 31.206	$ 528.752	$ 2.005.303	$ 6.223.056	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 1.268.673	$ 10.826.942
Apropiaciones	-	-	-	-	19.939	13.351	499.464	532.754	(532.754)	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) neta en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28.254)	-	-	-	-	(28.254)
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.900)	-	-	-	(1.900)
Compra participación no controlada TGI	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.313.494)	-	-	-	-	(905.807)	(2.219.301)
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.099.360	-	50.455	1.149.815
Ganancias o perdida por otros resultados integrales en asociadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90.839	-	90.839
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.691.408)	-	-	-	-	-	(1.691.408)
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	816.349	-	-	-	-	41.443	857.792
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	492.111	837.799	332.496	125.695	1.007.093	44.557	1.028.216	2.538.057	3.501.749	(28.254)	(1.900)	1.099.360	90.839	454.764	8.984.525
Apropiaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdida) neta en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.830	-	-	-	-	6.830
Remedición de obligaciones de beneficios definidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.792	-	-	-	12.792
Diferencias en cambio por conversión de operaciones extranjeras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	798.041	-	48.898	846.939
Ganancias o perdida por otros resultados integrales en asociadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.917	-	160.917
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(458.852)	(458.852)	-	-	-	-	-	-	(458.852)
Resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.013.867	-	-	-	-	46.601	1.060.468
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.496	$ 125.695	$ 1.007.093	$ 44.557	$ 569.364	$ 2.079.205	$ 4.515.616	$ (21.424)	$ 10.892	$ 1.897.401	$ 251.756	$ 550.263	$ 10.613.619

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ GRANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014
(En millones de pesos colombianos)

	2015	2014
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad Neta	$ 1.060.468	$ 857.792
Ajustes para conciliar la pérdida neta con el efectivo neto proporcionado por las actividades operativas:		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	507.657	390.568
Participación en las utilidades de asociadas y negocios conjuntos	(1.161.771)	(998.394)
Gastos financieros	460.938	374.972
Ingresos financieros	(108.247)	(186.256)
Depreciación y amortización	353.066	270.172
Utilidad o pérdidad en venta o baja de activos fijos	(467)	(52)
Diferencia en cambio	311.815	257.869
Provisiones y recuperaciones	(3.510)	4.310
	1.419.949	970.981
MOVIMIENTOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO		
Cuentas por cobrar	(223.720)	(105.063)
Inventarios	(50.303)	(46.282)
Otros activos	(11.861)	11.997
Cuentas por pagar	(481.617)	1.188.624
Provisiones por beneficios a trabajadores	15.806	8.377
Provisiones	122.423	1.946
Otros pasivos	49.716	71.851
Impuestos pagados	(192.487)	(34.070)
Flujo neto de efectivo generado por actividades de operación	647.906	2.068.361
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Inversiones en subordinadas	(208.276)	(500.730)
Dividendos recibidos	687.461	659.531
Ingresos por venta de activos fijos	139.047	38.186
Intereses recibidos	64.838	60.963
Partes relacionadas	729.706	(366.117)
Activos financieros	(162.816)	44.275
Propiedad, planta y equipo	(780.803)	(433.773)
Activos intangibles	(357.620)	(362.513)
Flujo neto de efectivo generado (utilizado) por actividades de inversión	111.537	(860.178)
FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Dividendos pagados	(1.100.847)	(590.515)
Intereses pagados	(396.552)	(340.898)
Prestamos recibidos	188.325	375.174
Prestamos cancelados	(79.042)	(126.980)
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de financiamiento	(1.388.116)	(683.219)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(628.673)	524.964
EFECTOS DE LA VARIACION DEL TIPO DE CAMBIO SOBRE EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(102.841)	(210.607)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL ANO	1.603.944	1.289.587
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	$ 872.430	$ 1.603.944

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON VELASCO
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

ANDREA DEL PILAR LOPEZ ARANGUREN
Revisor Fiscal
Tarjeta profesional No. 151.060
(Ver mi opinión adjunta)

1. INFORMACIÓN GENERAL

Casa Matriz - De conformidad con la Ley 142 de 1994 y el Acuerdo 1 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 EEB es la empresa líder en el sector eléctrico colombiano. La Empresa transporta electricidad a los mercados más importantes de Colombia, en términos de demanda y tamaño y participa en la distribución de energía eléctrica. Controla trece empresas filiales y ofrece directamente los servicios de transporte de electricidad en Colombia. En la cadena de electricidad en Colombia, participa en la distribución de electricidad a través de la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC. Además, controla el mayor operador de gas natural en Colombia, TGI S.A., que tiene una participación de 47,6% en el mercado, incluyendo una extensión de 2.957 kilómetros de gasoductos servicios de zonas altamente pobladas de Colombia como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, el café región y el Piedemonte Llanero.

En Perú, con su Empresa Contugas que tiene una concesión por 30 años participa en el transporte y distribución de gas natural en el Departamento de Ica. Además, a través de su participación en Cálidda, distribuye gas natural en las regiones de Lima y Callao.

En ese mismo país, junto con ISA, posee acciones en REP S.A. y TRANSMANTARO S.A., que operan el 63% de la red de transporte de electricidad en Perú.

En 2010, se estableció TRECSA Transportadora de Centroamérica S.A, que está construyendo el proyecto de infraestructura más importante de Guatemala que inicio a prestar servicios de transporte de energía eléctrica a partir de 2014.

Además, la Empresa tiene una cartera de inversiones en empresas importantes en el sector de la energía eléctrica, en el que el destacan, Codensa SA, EMGESA SA, GAS NATURAL SA Promigas SA y Electrificadora del Meta - EMSA y en menor medida ISA e ISAGEN. A partir de 2013, el Grupo presta servicios de asesoría e ingeniería en Guatemala y Perú a través de su filial EEB Ingeniería y Servicios. Además, en 2014 se creó la sociedad Empresa de Movilidad de Bogotá SAS E.S.P., empresa filial dedicada exclusivamente al desarrollo de proyectos de movilidad de energía eléctrica.

Fusión de TGI con Inversiones en Energía Latino América Holdings S.L.U IELAH - La fusión entre TGI y su accionista IELAH, corresponde a la última etapa de una transacción iniciada por la Empresa a mediados de 2014, cuyo objetivo fue adquirir la totalidad de las acciones de IELAH que eran propiedad de The Rohathyn Group (Antes CVCI). La fusión se propone por motivos de reorganización empresarial y busca mejorar la eficiencia en sus actividades, centralizando la gestión del Grupo exclusivamente desde Colombia. Lo anterior lleva consigo una reducción de los costos asociados al mantenimiento de la estructura y evita duplicidades y gastos innecesarios, debido a que la Empresa cuenta con amplia experiencia y con la organización necesaria para realizar directamente el manejo y control de sus filiales.

Los principales hitos de este proceso son:

- 28 de agosto de 2015: Se publicó la convocatoria a la Asamblea de Accionistas que decidirá sobre la fusión, en un diario de amplia circulación en Colombia (Portafolio).
- 16 de septiembre de 2015: Sesión de Junta Directiva de TGI que conoció del proceso de fusión y recomendó lo pertinente.
- 8 de octubre de 2015: Asamblea de Accionistas.
- Hasta 21 de octubre de 2015: Ejercicio del derecho de retiro.
- 31 de diciembre de 2015: se radicó el expediente de fusión ante la Superintendencia de Sociedades.
- 29 de enero de 2016: La Superintendencia de Sociedades aprobó la fusión de la Empresa con INVERSIONES ENERGÍA LATINO AMÉRICA HOLDING S.L.U (IELAH).
- A continuación se detalla los efectos pro-forma de la fusión a 31 de diciembre de 2015:

INFORMACIÓN PRO-FORMA NO AUDITADA	**TGI S.A. ESP.**	**IELAH**	**TGI S.A. ESP. Antes de emisión acciones**	**TGI S.A. ESP. Fusión con emisión acciones**
	31 diciembre de 2015		**31 diciembre de 2015**	
ACTIVOS				
Total activos corrientes	$ 1.028.385	$ 32.761	$ 1.058.414	$ 1.058.414
Total activos no corrientes	9.168.026	2.003.660	8.585.664	8.585.664
Total activos	$ 10.196.411	$ 2.036.421	$ 9.644.078	$ 9.644.078
PASIVOS				
Total pasivos corrientes	$ 182.992	$ 14.823	$ 195.082	$ 195.082
Total pasivos no corrientes	6.028.666	1.804.710	7.251.015	7.251.015
Total pasivos	6.211.658	1.819.533	7.446.097	7.446.097

INFORMACIÓN PRO-FORMA NO AUDITADA	TGI S.A. ESP.	IELAH	TGI S.A. ESP. Antes de emisión acciones	TGI S.A. ESP. Fusión con emisión acciones
	31 diciembre de 2015		31 diciembre de 2015	
PATRIMONIO				
Capital aportado	1.565.487	65.236	1.630.723	1.565.487
Cancelación acciones de TGI en IELAH			(499.660)	
Prima por emisión de acciones	196	714.036	714.169	101.131
Efecto fusión IELAH-TGI Colombia (acciones de TGI en IELAH)	-	-	(731.838)	(1.115.608)
Reservas	400.315	65.874	338.420	272.546
Superavit inversión en Contugas	22.377	-	15.235	15.235
Utilidades acumuladas (déficit)	373.128	(767.874)	(513.838)	254.036
Resultado del ejercicio	127.766	(53.237)	33.750	86.987
Diferencia en conversión	1.495.484	192.853	1.211.020	1.018.167
Total patrimonio	3.984.753	216.888	2.197.981	2.197.981
Total pasivos y patrimonio	$ 10.196.411	$ 2.036.421	$ 9.644.078	$ 9.644.078

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

Compañías Colombianas - se rigen principalmente por la Ley 142 de 1994 o Estatuto de Servicios Públicos, 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 y las demás disposiciones contenidas en el Código de Comercio.

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 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.

Compañías Brasileñas - En agosto de 2015, la Compañía formalizó la adquisición de una participación del 51% en cuatro concesiones de transmisión de energía eléctrica en Brasil: Transenergia Renovável S.A., Transenergia Sao Paulo S.A., Goiás Transmissão S.A. y MGE Transmissão, S.A. El importe de la operación alcanza 547.980.000 reales brasileños (US $ 157,9 millones).

Las cuatro concesiones adquiridas por la Sociedad se adjudicaron mediante un concurso público en 2008 y 2009 por 25 años. La longitud de las líneas es de 1.094 kilómetros y se componen de activos con niveles de voltaje de 500, 345, 230 y 138 kV ubicadas en los siguientes estados: Espíritu Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais y Sao Paulo.

Del mismo modo, esta adquisición permitirá a la compañía, a través de GEBBRAS, el holding de estas cuatro concesiones, así como de las futuras ampliaciones, tener un socio estratégico en Brasil, Furnas, que posee la participación restante del 49% en estas cuatro concesiones. Furnas es una empresa de economía mixta, que tiene y mantiene 17 centrales hidroeléctricas, 2 plantas de energía térmica y 65 subestaciones. Tiene capacidad instalada de 12.621 MW.

3. BASES DE PRESENTACIÓN

3.1 Normas contables aplicadas - La Empresa, de conformidad con la Resolución 743 de 2013 y sus modificaciones de la Contaduría General de la Nación aplica las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 de 2009 reglamentada por el Decreto 2420 de 2015, prepara sus estados financieros de conformidad con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia - NCIF, las cuales se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) junto con sus interpretaciones, traducidas al español y emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés) al 31 de diciembre de 2012 con las excepciones contempladas en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, entre otros.

3.2 Bases de preparación - La Empresa tiene definido por estatutos efectuar un corte de sus cuentas, preparar y difundir estados financieros de propósito general una vez al año. Para efectos legales en Colombia, los estados financieros principales son los estados financieros separados.

Los estados financieros de la Empresa al 31 de diciembre de 2015, corresponden a los primeros estados financieros preparados de acuerdo con las normas de contabilidad y de información

financiera aceptadas en Colombia (NCIF). Estos estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico. El costo histórico esta generalmente basado sobre el valor razonable de la contraprestación entregada en el intercambio de bienes y servicios.

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 inclusive, la Empresa preparó sus estados financieros anuales de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia (PCGA Colombianos). La información financiera correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, incluida en los presentes estados financieros individuales con propósitos comparativos, ha sido modificada y se presenta de acuerdo las NCIF. Los efectos de los cambios de los PCGA Colombianos aplicados al 31 de diciembre de 2014 y al 1 de enero de 2014 (fecha de transición) y las NCIF se explican en las conciliaciones detalladas en la Nota 38.

La Empresa ha aplicado las políticas contables, los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos descritos en la Nota 4. Asimismo, la Empresa ha contemplado las excepciones y exenciones previstas en la NIIF 1.

3.3 Estados financieros consolidados- Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de la Empresa de Energía de Bogota S.A. E.S.P. y sus subordinadas controlasdas por esta. Estos estados financieros consolidados deben leerse conjuntamente con los estados financieros separados de la Empresa de Energía de Bogota S.A. E.S.P. y con los estados financieros individuales de sus subordinadas.

El control se logra cuando la Empresa:

- Tiene poder sobre una participada;

- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la participada, y

- Tiene la habilidad de usar su poder sobre la participada y ejercer influencia sobre el monto de los rendimientos del inversionista.

La Empresa reevalúa si controla o no una participada, si los hechos y circunstancias indican que hay cambios a uno o más de los tres elementos de control antes mencionados.

Cuando la Empresa tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, tiene poder sobre la participada cuando los derechos de voto son suficientes para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la participada de manera unilateral. La Empresa considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto de la Empresa en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

- El tamaño del porcentaje de derechos de voto de la Empresa relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;

- Derechos de voto potenciales mantenidos por la Empresa, otros accionistas u otras partes;

- Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y

- Cualesquiera hechos o circunstancias adicionales que indiquen que la Empresa tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes al momento que se necesite tomar decisiones, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

La consolidación de una subordinada comienza cuando la Empresa obtiene control sobre la subordinada y termina cuando la Empresa pierde control de la subordinada. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o vendida durante el año se incluyen en el estado consolidado de ganancias o pérdidas y otro resultado integral desde la fecha que la Empresa obtiene el control hasta la fecha en que la Empresa deja de controlar la subsidiaria.

Las ganancias o pérdidas de cada componente de otro ingreso integral se atribuyen a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras. El resultado integral total de las subordinadas se atribuye a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras aún si los resultados en las participaciones no controladoras tienen un saldo negativo.

En caso de ser necesario, se efectúan ajustes a los estados financieros de las subordinadas para adaptar sus políticas contables a aquellas utilizadas por otros miembros de la Empresa.

Todas las transacciones, saldos, ingresos y gastos intercompañías son eliminados en la consolidación.

Cambios en la participación de la Empresa en sus subordinadas existentes – Los cambios en la participación en las compañias subordinadas que no den lugar a la pérdida del control de la empresa a las subordinadas se contabilizan como transacciones de capital. Los montos de los intereses de la Empresa y las participaciones no controladoras se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en las subordinadas. Cualquier diferencia entre el importe por el que se ajusten las participaciones no dominantes y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el patrimonio neto y atribuido a los propietarios de la Empresa.

Cuando la Empresa pierde el control de una subordinada, una ganancia o pérdida se reconoce en el resultado del ejercicio y se calcula como la diferencia entre (i) la suma del valor razonable de la contraprestación recibida y el valor razonable de cualquier retenidos interés y (ii) el importe en libros previo de los activos (incluyendo el fondo de comercio), y pasivos de la subordinada y cualquier participación no controladora. Todos los importes previamente reconocidos en otro resultado global en relación con dicha filial se contabilizan como si la Empresa hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados de la subordinada (es decir, reclasifica a utilidad o pérdida o transferido a otra categoría de patrimonio como se especifica / permitida por las normas aplicables). El valor razonable de la inversión retenida en la anterior subordinada a la fecha cuando se pierde el control se considera como el valor razonable en el reconocimiento inicial para su posterior contabilización según la NIC 39, en su caso, el costo en el reconocimiento inicial de una inversión en una asociada o proyecto conjunto.

Los Estados Financieros consolidados presentan información de la Empresa como Matriz de las siguientes subordinadas

Nombre de la Subordinada	Actividad Principal	Lugar de incorporación y operación
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	Gas	Colombia
EEB Internacional LTD.	Vehículo de Inversión	Islas Caiman
Contugas SAC.	Gas	Perú
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	Vehículo de Inversión	Colombia
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	Energia	Guatemala
EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de Inversión	Islas Caiman
EEB Ingenieria y Servicios S.A	Serv. Ingeniería	Guatemala
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	Serv. Ingeniería	Perú
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	Vehículo de Inversión	España
EEB Gas SAS	Vehículo de Inversión	Colombia
EEB Energy RE	Vehículo de Inversión	Bermuda
GEBBRAS Participacoes LTDA	Vehículo de Inversión	Brazil
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	Vehículo de Inversión	Colombia

3.4 Bases de medición - Los estados financieros consolidados de la Empresa han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios. El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición.

Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición.

3.5 Moneda funcional y de presentación - Las partidas incluidas en los presentes estados financieros se valoran y presentan utilizando pesos colombianos, la cual es la moneda del entorno económico principal en que la Empresa opera. Esta a su vez, es su moneda funcional.

Transacciones en monedas extranjeras - Al preparar los estados financieros de cada entidad, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la Entidad (moneda extranjera) se reconocen utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada periodo, las partidas monetarias denominadas en moneda

extranjera se reconvierten a los tipos de cambio vigentes a esa fecha. Las partidas no monetarias registradas a valor razonable, denominadas en moneda extranjera, se reconvierten a los tipos de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no-monetarias que se calculan en términos de costo histórico, en moneda extranjera, no se reconvierten.

Operaciones en el extranjero - Los activos y pasivos de operaciones en el extanjero son convertidos utilizando los tipos de cambio vigentes al final del periodo. Las partidas de ingresos y gastos se convierten a los tipos de cambio promedio vigentes del periodo, a menos que éstos fluctúen en forma significativa durante el periodo, en cuyo caso se utilizan los tipos de cambio a la fecha en que se efectúan las transacciones. Las diferencias en tipo de cambio que surjan, dado el caso, se reconocen en los otros resultados integrales y son acumuladas en el capital contable.

3.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corriente - En el Estado de Situación Financiera, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.7 Período contable - La Empresa prepara y difunde estados financieros de propósito general una vez al año, con corte al 31 de diciembre y, de acuerdo con directrices de su accionista principal, se reportaran estados financieros intermedios por alguna necesidad especifica de la administración.

Por decisión de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, en Acta No. 32 de agosto 22 de 2002 y mediante Reforma Estatutaria debidamente autorizada y protocolizada, se autorizó a la Junta Directiva para que previo estudio y análisis de los estados financieros y de acuerdo con lo establecido en el Código del Comercio, pueda en cualquier momento determinar los cortes de cuentas que estime necesarios, con el propósito de distribuir utilidades.

La Junta Directiva No. 1522 del 1° de octubre de 2014, en uso de sus atribuciones estatutarias, ordenó a la Administración efectuar el corte de sus cuentas y emitir estados financieros al 31 de octubre de 2014 con el propósito de someter a consideración de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas la aprobación de los mismos y una eventual distribución de dividendos. La Asamblea ordinaria de Accionistas en Acta N° 068 aprobó un cierre intermedio y distribución de dividendos.

Para efectos comparativos el estado de resultado integral del año 2014 se presenta acumulado por un periodo de doce meses.

4. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

4.1 Instrumentos financieros - Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la entidad pasa a formar parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos

financieros (distintos de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o reducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

4.1.1 Valor razonable - El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación.

Para efectos de información financiera, las mediciones de valor razonable se clasifican en Nivel 1, 2 o 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del valor razonable en su totalidad, las cuales se describen de la siguiente manera:

- Nivel 1 Se consideran precios de cotización en un mercado activo para activos o pasivos idénticos que la empresa puede obtener a la fecha de la valuación;

- Nivel 2 Datos de entrada observables distintos de los precios de cotización del Nivel 1, sea directa o indirectamente,

- Nivel 3 Considera datos de entrada no observables.

4.1.2. Método de la tasa de interés efectivo - El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento financiero y de asignación del ingreso o costo financiero durante el periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los ingresos futuros de efectivo estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos que se estén incluyendo en el cálculo de la tasa de interés efectiva) durante la vida esperada del instrumento financiero o, cuando es apropiado, un periodo menor, al valor en libros neto al momento del reconocimiento inicial.

4.1.3 Deterioro de activos financieros - Los activos financieros distintos a aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro al final de cada periodo de reporte. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Para los activos financieros registrados al costo, el importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente del flujo de efectivo

descontado estimado a la tasa de retorno actual del mercado para un activo financiero similar. Dicha pérdida por deterioro no será revertida en periodos subsiguientes.

Cuando un activo financiero disponible para la venta es considerado como deteriorado, las ganancias o pérdidas acumuladas previamente reconocidas en otro resultado integral son reclasificadas a ganancias o pérdidas del periodo.

4.1.4 Baja en cuenta de los activos financieros - La Empresa dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. Si la Empresa no transfiere ni retiene substancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Empresa reconocerá su participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si la Empresa retiene substancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Empresa continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir así como el resultado acumulado que habían sido reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio se reconoce en ganancias o pérdidas.

4.1.5 Compensación de Activos y Pasivos Financieros – La Empresa compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

4.2 Efectivo y equivalentes de efectivo - Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

4.3 Activos financieros - Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, inversiones conservadas al vencimiento, activos financieros disponibles para su venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

4.3.1 Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados - Incluye las inversiones de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de

valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

4.3.2 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento - Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas de vencimiento fijas que la Empresa tiene la intención afirmativa y capacidad de mantener hasta el vencimiento. Luego del reconocimiento inicial, las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se miden al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro.

4.3.3 Activos financieros disponibles para la venta - Los activos financieros disponibles para la venta son instrumentos no derivados que son designados como disponibles para la venta o no son clasificados como (a) préstamos y partidas por cobrar, (b) inversiones mantenidas hasta el vencimiento o (c) activos financieros al valor razonable con cambio en los resultados.

Las ganancias y pérdidas que surgen de los cambios en el valor razonable se reconocen en otros resultados integrales, con excepción de las pérdidas por deterioro, los intereses calculados a través del método de interés efectivo, y las ganancias y pérdidas en tipos de cambio, los cuales se reconocen en los resultados. En caso de que se disponga de una inversión o se determine su deterioro, la ganancia o pérdida acumulada previamente registrada en la reserva de revaluación de inversiones se reclasifica a los resultados.

Los dividendos sobre instrumentos de capital disponibles para su venta se reconocen en los resultados cuando se establece el derecho de la Entidad a recibir los dividendos.

4.3.4 Préstamos y cuentas por cobrar - Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no se encuentran cotizados en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar, entre otros), se miden a costo amortizado usando el método de interés vigente menos cualquier deterioro.

El ingreso por intereses es reconocido al aplicar la tasa de interés vigente, salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor actual de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

4.4 Pasivos financieros - Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Empresa a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

La Empresa dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Empresa. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

4.5 Inventarios - Los inventarios son presentados al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. El valor neto realizable representa el precio de venta estimado menos los costos necesarios para la venta.

La Empresa determina la provisión de inventario de acuerdo a la obsolescencia y deterioro de los mismos.

4.6 Propiedad planta y equipo – a la fecha de transición ciertas propiedades, plantas y equipos se registraron a su valor razonable al 1 de enero de 2014 (fecha de transición a las NCIF). La medición posterior se efectua a su costo de adquisición menos la depreciación acumulada.

Las propiedades que están en proceso de construcción para fines de prestación de servicios, se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por préstamos capitalizados conforme a la política contable de la Empresa. Dichas propiedades se clasifican a las categorías apropiadas de propiedad, planta y equipo cuando estén completas para su uso planeado. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, se inicia cuando los activos están listos para su uso planeado.

Los terrenos no se deprecian.

La depreciación se reconoce para llevar a resultados el costo de los activos, (distintos a los terrenos y propiedades en construcción) menos su valor residual, sobre sus vidas útiles utilizando el método de línea recta. La vida útil estimada, el valor residual y el método de depreciación se revisa al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero se deprecian con base en su vida útil estimada al igual que los activos propios. Sin embargo, cuando no existe la certeza razonable de que la propiedad se obtiene al final del plazo del arrendamiento, los activos se deprecian en el periodo más corto entre la vida del arrendamiento y su vida útil.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en resultados.

Obligación de retiro de activos - La Empresa reconoce una obligación de retiro de activos ("ARO", por sus siglas en inglés) al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos se retiren de servicio, si se tiene una obligación legal de retiro y si se puede realizar una estimación del valor razonable, este valor es reconocido como mayor valor de los activos.

4.7 Propiedades de inversión - Las propiedades de inversión son aquellas que se mantienen para obtener rentas y/o plusvalía (incluyendo las propiedades de inversión en construcción para dichos propósitos) y se valúan inicialmente al costo de adquisición, incluyendo los costos incurridos en la transacción. Después del reconocimiento inicial, las propiedades de inversión se registran al costo menos de la depreciación acumulada.

Una propiedad de inversión se elimina al momento de la disposición o cuando se retira permanentemente del uso y no se esperan beneficios económicos futuros de la disposición. Cualquier ganancia o pérdida que surja la baja de la propiedad (calculada como la diferencia entre los ingresos netos por disposición y el valor en libros del activo) se incluye en el estado de resultados en el periodo en que la propiedad se elimina.

4.8 Activos intangibles

4.8.1 Activos intangibles adquiridos de forma separada - Los activos intangibles con vida útil finita adquiridos de forma separada se reconocen al costo de adquisición menos la amortización acumulada y la pérdida acumulada por deterioro. La amortización se reconoce con base en el método de línea recta sobre su vida útil estimada. La vida útil estimada y el método de amortización se revisan al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva. Los activos intangibles con vida útil indefinida que se adquieren por separado se registran al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

Los activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso y derechos de uso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Las servidumbres de paso y los derechos de uso en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo de las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 30 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización

4.8.2 Baja de activos intangibles - Un activo intangible se da de baja por venta, o cuando no se espera tener beneficios económicos futuros por su uso o disposición. Las ganancias o pérdidas que surgen de la baja de un activo intangible, medido como la diferencia entre los ingresos netos y el valor en libros del activo, se reconocen en resultados cuando el activo sea dado de baja.

4.9 Deterioro del valor de los activos tangibles e intangibles - Al final de cada periodo de reporte, la Empresa evalúa los importes en libros de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Empresa calcula el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se identifica una base razonable y consistente de distribución, los activos comunes son también asignados a las unidades generadoras de efectivo individuales, o distribuidas al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso deben ser sometidos a una comprobación de deterioro anualmente, o con mayor frecuencia si existe cualquier indicación de que podría haberse deteriorado su valor.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al estimar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados del valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales no se han ajustado los estimados de flujo de efectivo futuros.

Si el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) calculado es menor que su importe en libros, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Cuando una pérdida por deterioro es revertida posteriormente, el importe en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) aumenta al valor estimado revisado de su monto recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro es reconocido automáticamente en ganancias o pérdidas.

4.10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos - Una asociada es una entidad sobre la que la Empresa posee influencia significativa. Influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, sin llegar a tener el control absoluto ni el control conjunto de la misma.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto es la repartición de control de un acuerdo convenida contractualmente, que existe sólo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Las inversiones en negocios conjuntos y asociadas son incorporadas a los estados financieros utilizando el método de la participación.

Conforme al método de participación, las inversiones en asociadas se contabilizan inicialmente en el estado de situación financiera al costo, y se ajustan posteriormente para contabilizar la participación de la Empresa en ganancias o pérdidas y en otro resultado integral de la asociada

4.11 Crédito mercantil - El crédito mercantil que surge por la adquisición de un negocio, se reconoce al costo determinado a la fecha de adquisición del negocio menos las pérdidas acumuladas por deterioro, si existieran.

Para fines de evaluar el deterioro, el crédito mercantil se asigna a cada unidad generadora de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) de la Entidad, que se espera será beneficiada por las sinergias de la combinación.

Las unidades generadoras de efectivo a las que se les ha asignado crédito mercantil se prueban por deterioro anualmente o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la unidad pueda estar deteriorada. Si el monto recuperable una unidad generadora de efectivo es menor a su valor en libros, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el valor en libros de cualquier crédito mercantil asignado a la unidad y posteriormente a los otros activos de la unidad de manera prorrateada y con base en el valor en libros de cada activo dentro de la unidad. Cualquier pérdida por deterioro del crédito mercantil se reconoce directamente en resultados. Una pérdida por deterioro al crédito mercantil reconocida no se reversa en periodos posteriores.

Al disponer de la unidad generadora de efectivo relevante, el monto de crédito mercantil atribuible se incluye en la determinación de la utilidad o pérdida al momento de la disposición.

4.12 Arrendamientos - Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Empresa analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo.

Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que la Empresa actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

4.13 Costos por préstamos - Los costos por préstamos atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales requieren de un periodo de tiempo substancial hasta que están listos para su uso o venta, se adicionan al costo de esos activos durante ese tiempo hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables, se deduce de los costos por préstamos elegibles para ser capitalizados.

Todos los otros costos por préstamos se reconocen en los resultados durante el periodo en que se incurren.

4.14 Beneficios a empleados por terminación y retiro - Las aportaciones a los planes de beneficios al retiro de contribuciones definidas se reconocen como gastos al momento en que los empleados han prestado los servicios que les otorgan el derecho a las contribuciones.

La Empresa contabiliza los beneficios a empleados por terminación y retiro de conformidad con la NIC 19 (2011) la cual fue aplicada anticipadamente.

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediciones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso) y el retorno del plan de activos (excluidos los intereses), se refleja de inmediato en el estado de posición financiera con cargo o crédito que se reconoce en otros resultados integrales en el período en el que ocurren. Las remediciones reconocidas en otros resultados integrales se reflejan de inmediato en las utilidades acumuladas y no se reclasifica a resultados. Costo por servicios pasados se reconoce en resultados en el período de la modificación al plan. Los intereses netos se calculan aplicando la tasa de descuento al inicio del período de la

obligación el activo o pasivo por beneficios definidos. Los costos por beneficios definidos se clasifican de la siguiente manera:

- Costo por servicio (incluido el costo del servicio actual, costo de los servicios pasados, así como las ganancias y pérdidas por reducciones o liquidaciones).
- Los gastos o ingresos por interés netos.
- Remediciones

La Entidad presenta los dos primeros componentes de los costos por beneficios definidos como un gasto o un ingreso según la partida. Las ganancias y pérdidas por reducción del servicio se reconocen como costos por servicios pasados.

Las obligaciones por beneficios al retiro reconocidas en el estado de posición financiera, representan las pérdidas y ganancias actuales en los planes por beneficios definidos de la Entidad. Cualquier ganancia que surja de este cálculo se limita al valor presente de cualquier beneficio económico disponible de los reembolsos y reducciones de contribuciones futuras al plan.

4.15 Impuestos - El gasto por impuesto a las ganancias representa la suma del impuesto a las ganancias por pagar actual y el impuesto diferido.

4.15.1 Impuesto corriente - El impuesto por pagar corriente se basa en las ganancias fiscales registradas durante el año. La ganancia fiscal difiere de la ganancia reportada en el estado de resultado integral, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles. El pasivo de la Empresa por concepto del impuesto corriente se calcula utilizando las tasas fiscales promulgadas o substancialmente aprobadas al final del periodo sobre el cual se reporta. La Empresa determina la provisión para impuesto sobre la renta y complementarios y el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) con base en la utilidad gravable o la renta presuntiva, la mayor, estimada a tasas especificadas en la ley de impuestos

4.15.2 Impuesto diferido – Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- No es una combinación de negocios ; y

- En el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial del credito mercantil y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales la Empresa pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

4.15.3 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, el 1 de Enero de 2016 y el 1 de Enero de 2017.

4.16 Provisiones - Las provisiones se reconocen cuando la Empresa tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida razonablemente, en los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda.

Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y la Empresa tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

4.17 Instrumentos financieros derivados - La Entidad utiliza una variedad de instrumentos financieros para manejar su exposición a los riesgos de volatilidad en tasas de interés y tipos de cambio, incluyendo contratos forward de moneda extranjera, swaps de tasa de interés y swaps de tasas y divisas.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable a la fecha en que se subscribe el contrato del derivado y posteriormente se revalúan a su valor razonable al final del periodo de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en los resultados inmediatamente a menos que el derivado esté designado y sea efectivo como un instrumento de cobertura, en cuyo caso la oportunidad del reconocimiento en los resultados dependerá de la naturaleza de la relación de cobertura.

Derivados implícitos - Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros o en otros contratos (contratos anfitriones) se tratan como derivados separados cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos anfitriones y cuando dichos contratos no se registran a su valor razonable con cambios a través de resultados.

4.18 Reconocimiento de ingresos - Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar, teniendo en cuenta el importe estimado de devoluciones de clientes, rebajas y otros descuentos similares.

4.18.1 Prestación de servicios - Los ingresos por prestación de servicios de transmisión de electricidad se registran en el período en que se prestan los servicios.

4.18.2 Ingresos por dividendos e ingresos por intereses - El ingreso por dividendos de inversiones se reconoce una vez que se han establecido los derechos de los accionistas para recibir este pago (siempre que sea probable que los beneficios económicos fluirán para la Empresa y que el ingreso pueda ser valuado confiablemente).

Los ingresos por intereses se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Empresa y el importe de los ingresos pueda ser valuado confiablemente. Los ingresos por intereses se registran sobre una base periódica, con referencia al saldo insoluto y a la tasa de interés efectiva aplicable, la cual es la tasa que exactamente descuenta los flujos de efectivo estimados a recibir a lo largo de la vida esperada del activo financiero y lo iguala con el importe neto en libros del activo financiero en su reconocimiento inicial.

4.19 Estado de flujos - El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinado por el método indirecto utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo

riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Empresa, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4.20 Partes relacionadas – se consideran partes relacionadas aquellas donde la Empresa posee la capacidad de controlar, ejercer influencia significativa o ejercer control conjunto en la toma de decisiones de otras compañias o es un miembro del personal clave de la gerencia o pariente de la Empresa.

La Empresa determinó como partes relacionadas las compañias, asociadas, negocios conjuntos y directivos de las gerencias clave.

4.21 Ganancia (Pérdida) por Acción - La ganancia básica por acción se calcula como el cuociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la compañia y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período.

Durante los ejercicios 2014, 2013 y 2012, la Empresa no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción

5. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

5.1 Juicios críticos al aplicar las políticas contables - Los siguientes son los juicios críticos, aparte de aquellas que implican estimaciones, que la Administración de la Empresa ha realizado en el proceso de aplicar las políticas contables de la Empresa y que tengan un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

Reconocimiento de ingresos - Los ingresos por prestación de servicios de transmisión de electricidad se registran en el período en que se prestan los servicios y los ingresos por venta de servicios de transporte de gas se registran con base en la obtención de productos y la capacidad de proveer a precios como se especifica en los términos del contrato y facturación en años anteriores.

Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento - La administración ha revisado los activos financieros mantenidos a vencimiento en vista de sus requerimientos de mantenimiento de capital y liquidez, y han confirmado la intención y capacidad de la Entidad de mantener dichos activos hasta su vencimiento.

Influencia significativa sobre EMGESA - La Emprea tiene 76.710.851 acciones de Emgesa S.A. E.S.P., lo que representa una participación del 51,51%. 20.952.601 de esas acciones son

acciones preferidas sin derecho a voto, pero proporcionan un derecho a un dividendo preferente de USD $ 0,1107 por acción. La Administración de la Empresa ha determinado que sobre la base de sus derechos contractuales tiene una influencia significativa en Emgesa.

Influencia significativa sobre CODENSA - La Empresa tiene 68,036,719 acciones de Codensa S.A. E.S.P. lo que representa una participación del 51,51%. 20.010.799 (15,15%) de esas acciones son acciones preferidas sin derecho a voto, pero proporcionan un derecho a un dividendo preferente de $ 0,10 por acción. La Administración de la Empresa ha determinado que sobre la base de sus derechos contractuales tiene una influencia significativa en CODENSA.

Control sobre DECSA - DECSA es una subsidiaria de la Empresa a pesar de que la misma sólo tiene una participación del 51%. La Empresa ha mantenido su participación del 51% desde su adquisición y el 49% restante de las participaciones están en manos de otros accionistas que están relacionados con la Empresa.

Contingencias - La Empresa ha provisionado impactos estimados de pérdidas relacionadas con las diversas reclamaciones, situaciones o circunstancias relacionadas con resultados inciertos. La Empresa registra una pérdida si un evento ocurrió en o antes de la fecha del estado de situación financiera y (i) La información está disponible en la fecha que los estados financieros son emitidos que indica que es probable que la pérdida ocurrirá, dada la probabilidad de eventos futuros inciertos; y (ii) El importe de la pérdida puede ser estimada razonablemente. La Empresa evalúa continuamente contingencias por juicios, remediación ambiental y otros eventos.

Impuestos diferidos - Se requiere un juicio para determinar si los activos por impuestos diferidos se reconocen en el estado de situación financiera. Los impuestos diferidos activos, incluidos los derivados de las pérdidas fiscales no utilizadas, requieren que la Administración evalúe la probabilidad de que la Empresa va a generar suficientes ingresos fiscales en los ejercicios futuros, a fin de utilizar los activos por impuestos diferidos registrados. Las suposiciones sobre la generación de beneficios fiscales futuros dependen de las expectativas de los flujos de efectivo futuros. Las estimaciones de ganancias impositivas futuras se basan en los flujos de efectivo previstos de las operaciones y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción. En la medida en que los futuros flujos de caja y los ingresos fiscales difieren significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Empresa para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados a la fecha de presentación podría verse afectada.

5.2 Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones - A continuación se discuten los supuestos clave respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo, que tienen un riesgo significativo de resultar en ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos durante el próximo año.

Vida útil de propiedades, planta y equipo - Como se describe en la Nota 15 la Empresa revisa la vida útil estimada de propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual.

Beneficios a empleados - El coste del plan de pensiones de beneficios definidos, otros beneficios posteriores al empleo y el valor actual de las obligaciones de pensiones se determinan mediante valoraciones actuariales. Una valoración actuarial implica hacer varias suposiciones que pueden diferir de los acontecimientos reales en el futuro. Estos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los futuros aumentos salariales, las tasas de mortalidad y los incrementos de pensiones. Debido a la complejidad del proceso de valoración y de su naturaleza a largo plazo, las obligaciones son sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos los supuestos son revisados en cada fecha de presentación.

Reserva para cuentas de cobro dudoso - Las estimaciones y supuestos utilizados para determinar las reservas se revisan periódicamente. A pesar de que las provisiones registradas se consideran adecuadas, los cambios en las condiciones económicas pueden conducir a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en los resultados.

Deterioro de activos de larga duración (propiedad, planta y equipo) – La revisión del deterioro de activos de larga duración se basa en indicadores financieros internos y externos, proyecciones y otros supuestos. La Empresa revisa las estimaciones y actualiza la información sobre la base de supuestos, según sea necesario.

Deterioro de Inversiones en asociadas – Al final de cada periodo sobre el cual se informa, la Empresa evalúa los importes en libros de sus activos por inversiones en asociadas a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna).

Deterioro del crédito mercantil - Determinar si el crédito mercantil ha sufrido deterioro implica el cálculo del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a la cuales ha sido asignado el crédito mercantil. El cálculo del valor de uso requiere que la Empresa determine los flujos de efectivo futuros que deberían surgir de las unidades generadoras de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente.

Valuación de los instrumentos financieros - la Empresa usa técnicas de valuación que incluyen entradas que no son basados en datos del mercado observable para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros. La nota 26 provee la información detallada sobre los supuestos usados en la determinación del valor justo de los instrumentos financieros, como se detalla en el análisis de sensibilidad para esos supuestos.

La Administración cree que las técnicas de valuación y supuestos usados son apropiadas para determinar el valor justo de los instrumentos financieros.

Abando de activos - De acuerdo con la reglamentación ambiental y del sector, la Empresa debe reconocer los costos por el abandono de linas de transmisión y activos conexos, los cuales incluyen el costo de desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

La estimación de costos para el abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados al momento de la instalación de estos activos. La obligación estimada constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos y asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

Los cálculos de estos estimados son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia, como lo son las proyecciones internas de costos, tasas futuras de inflación y de descuento.

Las variaciones significativas en factores externos utilizados para el cálculo de la estimación pueden llegar a impactar significativamente los estados financieros.

6. NORMAS EMITIDAS POR EL IASB AÚN NO VIGENTES

6.1 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2016 - Decreto 2420 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2016 entrarán a regir las siguientes normas en el marco técnico normativo que contiene las normas que están vigentes al 31 de diciembre de 2013 con su respectivas enmiendas emitidas por el IASB, permitiendo su aplicación anticipada:

CINIIF 21 – Gravámenes - Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.

NIC 36 – Deterioro en el valor de los activos - La enmienda a clara en alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.

NIC 39 – Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición - A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.

Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010 – 2012 y 2011 – 2013) - Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.

6.2 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2017 – Decreto 2496 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2017 entrarán a regir las siguientes normas en el marco técnico normativo que contiene las normas que están vigentes al 31 de diciembre de 2014 con su respectivas enmiendas emitidas por el IASB, permitiendo su aplicación anticipada:

Enmienda a NIC 19 – Beneficios a los empleados - Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.

Enmienda a NIC 32 – Instrumentos financieros: Presentación - Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.

Enmienda a NIIF 10,12 y NIC 27 – Entidades de Inversión - Bajo los requerimientos de las NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, un lugar de consolidarlas.

Enmienda a NIC 1 – Iniciativa de Divulgación - El IASB emitió enmiendas a las NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Enmienda a NIC 16 y NIC 38 – Métodos aceptables de depreciación y amortización - La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, establecido dos excepciones limitadas.

Enmienda a NIC 27 – Método de la participación en los estados financieros separados - Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociados en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 – Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación - Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28 – Venta y aportación de activos - La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

Enmienda a NIIF 11– Acuerdos Conjuntos - Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.

NIIF 14 – Cuentas regulatorias diferidas - El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los

requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionados con tarifa regulada, establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.

NIIF 9 – Instrumentos Financieros - Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:

Fase 1 – Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.

Fase 2 – Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.

Fase 3 – Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.

Esta versión de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012 – 2014) - Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.

6.3 Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2018 – Decreto 2496 de 2015 - Con este decreto, a partir del 1 de enero de 2018 entrará a regir la NIIF 15 "Ingresos procedentes de los contratos con los clientes", la cual establece un modelo extenso y detallado para que las entidades lo utilicen en la contabilidad de ingresos procedentes de contratos con clientes, para esta norma se permite su aplicación anticipada.

La Empresa anticipa que la adopción de estos estándares e interpretaciones emitidas por el IASB aún no vigentes en Colombia, mencionadas anteriormente, no tendría un impacto material sobre los estados financieros.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Para propósitos del estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye efectivo y bancos e inversiones en instrumentos en el mercado de dinero, netos de sobregiros bancarios. El efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo como se muestra en el estado de flujos de efectivo, puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera como sigue:

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Caja	$ 260	$ 174	$ 51
Bancos	411.420	945.307	839.340
Equivalentes de efectivo (1)	460.750	658.463	450.196
	$ 872.430	$ 1.603.944	$ 1.289.587

(1) Los equivalentes de efectivo se muestran a continuación:

Depositos de liquidez a corto plazo	$ 279.488	$ 347.037	$ 225.937
Derechos en fondos de valores y fiducias	168.592	301.802	216.507
Otros	12.670	9.624	7.752
	$ 460.750	$ 658.463	$ 450.196

8. ACTIVOS FINANCIEROS

Activos financieros registrados a valor razonable con cambios a través de resultados	$ 7.586	$ -	$ -
Inversiones conservadas al vencimiento registradas al costo amortizado (1)	281.041	227.261	371.226
Inversiones disponibles para su venta registradas la valor razonable (2)	374.133	367.274	395.508
Fondos fiduciarios	14.340	6.310	2.654
	677.100	600.845	769.388
Corriente	275.962	211.611	355.893
No corriente	401.138	389.234	413.495
	$ 677.100	$ 600.845	$ 769.388

(1) Inversiones conversadas al vencimiento registradas al costo amortizado:

Certificados de depósitos (a)	$ 267.172	$ 157.681	$ 41.535
Bonos y títulos (b)	12.666	15.650	15.333
Otras inversiones	1.203	53.930	314.358
	$ 281.041	$ 227.261	$ 371.226

(a) A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros
Time Deposit	Bogota New York	10/11/2015	05/05/2016	1,32%	$ 15.776
Time Deposit	Banco Davivienda Miami	27/08/2015	05/05/2016	1,40%	31.647
Time Deposit	BNP Paribas	29/09/2015	09/03/2016	0,59%	11.040
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	29/09/2015	09/03/2016	1,20%	18.955
Time Deposit	Banco Davivienda Miami	29/09/2015	09/03/2016	1,05%	31.579
Time Deposit	Banco Davivienda Miami	30/10/2015	09/03/2016	0,75%	29.210
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	30/10/2015	09/03/2016	1,00%	31.549
Time Deposit	BNP Paribas	30/10/2015	17/03/2016	0,52%	17.180
Time Deposit	BBVA New York	27/11/2015	09/03/2016	0,70%	41.006
Time Deposit	BNP Paribas	27/11/2015	09/03/2016	0,45%	15.754
Time Deposit	BNP Paribas	27/11/2015	17/03/2016	0,46%	17.172
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	30/11/2015	09/03/2016	1,00%	6.304
					$ 267.172

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Time Deposit	BBVA New York	10/10/2014	07/05/2015	0,49%	$ 28.742
Time Deposit	BNP Paribas	10/10/2014	15/01/2015	0,36%	95.777
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	12/09/2014	19/03/2015	0,80%	6.715
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	02/10/2014	19/03/2015	0,75%	13.063
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	18/11/2014	19/03/2015	0,70%	13.384
					$ 157.681

A continuación se presenta el detalle de los certificados de depósitos mantenidos por la Empresa al 1 de enero de 2014:

Time Deposit	Banco Davivienda Miami	25/11/2013	08/05/2014	1,22%	$ 20.548
Time Deposit	Banco Davivienda Miami	25/11/2013	29/05/2014	1,32%	15.669
Time Deposit	Banco de Bogotá NYA	02/10/2013	19/03/2014	0,95%	5.318
					$ 41.535

(b) A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$ 7.075
Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	3.011
Bonos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%	1.853
Bonos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	7,63%	727
					$ 12.666

A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %		Valor en libros
Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$	6.997
Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%		2.999
Bonos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%		1.819
Bonos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	7,63%		3.835
					$	15.650

A continuación se presenta el detalle de los bonos y títulos mantenidos por la Empresa al 1 enero de 2014:

Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%	$	7.050
Bonos	Bono Codensa	14/03/2007	14/03/2017	IPC+5,30%		2.956
Bonos	Bono Codensa	11/03/2004	11/03/2014	IPC+7,50%		3.016
Bonos	Bono Emgesa	20/02/2007	20/02/2017	IPC+5,15%		1.812
Bonos	Bono Ecopetrol	23/07/2009	23/07/2019	7,63%		499
					$	15.333

(c) A continuación se presenta el detalle de las otras inversiones mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2015:

CDT	Bco. Citibank	11/05/2015	11/05/2016	5,10%	$	1.203
					$	1.203

A continuación se presenta el detalle de las otras inversiones mantenidas por la Empresa al 31 de diciembre de 2014:

CDT	Bco. Citibank	09/05/2014	09/05/2015	4,60%	$	1.200
CDT	Bco. Sudameris	29/12/2014	30/03/2015	4,40%		26.573
CDT	Av Villas	29/12/2014	30/03/2015	4,15%		26.157
					$	53.930

A continuación se presenta el detalle de las otras inversiones mantenidas por la Empresa al 1 de enero de 2014:

CDT	Banco Colpatria	28/11/2013	21/04/2014	4,11%	$	25.093
CDT	Banco Pichincha	26/11/2013	20/05/2014	5,33%		3.173
CDT	Banco de Bogotá	14/01/2013	14/01/2014	5,35%		1.226
CDT	Banco Citibank	09/05/2013	09/05/2014	3,80%		1.194
CDT	GNB Sudameris	28/11/2013	21/04/2014	4,21%		30.113
CDT	Helm Bank	28/11/2013	21/04/2014	4,35%		19.475

Inversión	Entidad	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa facial %	Valor en libros
CDT	AV Villas	28/11/2013	21/04/2014	4,16%	30.541
CDT	CDT Helm Bank	28/11/2013	28/05/2014	4,55%	51.084
CDT	CDT Banco de Bogotá	09/08/2013	10/02/2014	4,05%	50.789
CDT	CDT Bancolombia	09/08/2013	10/02/2014	4,35%	46.779
CDT	CDT Banco de Occidente	09/08/2013	10/02/2014	4,20%	34.556
CDT	CDT Banco Davivienda	09/08/2013	10/02/2014	4,30%	20.335
					$ 314.538

(2) Inversiones disponibles para su venta registradas al valor razonable con efecto en otro resultado integral

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Isagen	$ 233.634	$ 203.743	$ 223.327
ISA	136.147	159.207	167.878
Banco popular	4.214	4.214	4.214
Otros	138	110	89
	$ 374.133	$ 367.274	$ 395.508

9. CUENTAS POR COBRAR

Deudores comerciales	$ 640.002	$ 471.590	$ 338.684
Deudas de difícil cobro	55.840	54.043	51.387
Empleados	40.777	33.705	26.779
Otros	20.364	4.836	2.360
Avances y anticipos entregados	3.944	1.701	2.713
Deterioro de cuentas por cobrar	(97.470)	(91.173)	(89.333)
	$ 663.457	$ 474.702	$ 332.590
Corriente	$ 487.350	$ 363.173	$ 263.061
No corriente	176.107	111.529	69.529
	$ 663.457	$ 474.702	$ 332.590

Las cuentas por cobrar a clientes reveladas en los párrafos anteriores incluyen los montos que están vencidos al final del periodo sobre el que se informa (ver abajo el análisis de antigüedad), pero para los cuales la Entidad no ha reconocido estimación alguna para cuentas incobrables debido a que no ha habido cambio significativo en la calidad crediticia y los importes (los cuales incluyen los intereses acumulados luego de que la cuentas tiene una antigüedad de 60 días) aún se consideran recuperables.

Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero no incobrables

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
31–60 dias	$ 11.745	$ 14.410	$ 13.483
61-90 dias	3.208	2.835	2.732
91-120 dias	665	2.743	2.255
Total	$ 15.618	$ 19.988	$ 18.470
Promedio (dias)	51	57	45

Cambio en la estimación para cuentas de cobro dudoso

	2015	2014
Saldo al inicio del año	$ 91.173	$ 89.333
Deterioro reconocido durante el año	13.470	4.789
Pérdidas por deterioro revertidas	(8.813)	(3.905)
Efecto de la conversión	1.640	956
Saldo al final del año	$ 97.470	$ 91.173

Antigüedad de las cuentas por cobrar a clientes deteriorados

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
31-60 dias	$ 536	$ -	$ -
91-120 dias	87	61	26
121-180 dias	84	74	42
181-360 dias	1.418	950	324
Mas de 360dias	95.895	91.465	89.738
Total	$ 98.020	$ 92.550	$ 90.130

10. ACTIVOS POR IMPUESTOS

Anticipos de impuestos	$ 107.511	$ 32.124	$ 10.507
Impuesto de renta	-	1.149	1.677
IVA - Saldos a favor	28.784	61.246	93.060
Impuesto a las ventas (IVA) por cobrar	56.713	48.692	15.000
	$ 193.008	$ 143.211	$ 120.244

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Corriente	$ 90.585	$ 51.267	$ 63.786
No corriente	102.423	91.944	56.458
	$ 193.008	$ 143.211	$ 120.244

11. INVENTARIOS

Materiales	$ 185.247	$ 148.943	$ 93.577
Materiales en transito	1.150	523	1.731
Estimación por obsolescencia	(2.566)	(1.254)	(1.641)
	$ 183.831	$ 148.212	$ 93.667

Cambio en la estimación por obsolescencia

	2015	2014
Saldo al inicio del año	$ 1.254	$ 1.641
Estimación por obsolescencia	1.409	514
Importes recuperados durante el año	(92)	(32)
Estimaciones revertidas	(57)	(778)
Efecto de la conversión	52	(91)
Saldo al final del año	$ 2.566	$ 1.254

12. OTROS ACTIVOS

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Operación y mantenimiento (BOMT) (1)	$ 22.104	$ 28.098	$ 31.082
Depositos judiciales	12.083	9.948	9.340
Seguros pagados por anticipado (2)	11.604	5.534	3.163
Diferidos Seguros (Cautiva)	10.482	4.338	3.249
Otros gastos pagados por anticipado (2)	5.216	2.621	3.777
Otros activos de corto plazo	3.473	3.423	13.890
Depósitos en garantía	3.357	2.550	2.034
Fondos retenidos (Cautiva)	2.191	2.137	1.811
	$ 70.510	$ 58.649	$ 68.346
Corriente	$ 32.974	$ 18.059	$ 25.893
No corriente	37.536	40.590	42.453
	$ 70.510	$ 58.649	$ 68.346

(1) Corresponde a pagos efectuados por anticipado por concepto 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.

(2) Corresponde a saldos pendiente de amortizar, por concepto de apoyo técnico y pólizas de seguro entre otros.

13. INVERSIONES EN SUBORDINADAS

El detalle de las subsidiarias de la entidad al 31 de diciembre son los siguientes:

			Porcentaje de participación intereses y derechos de voto en poder de la Compañía		
Nombre de la Subordinada	**Actividad Principal**	**Lugar de incorporación y operación**	**Diciembre 31, 2015**	**Diciembre 31, 2015**	**Enero 1, 2014**
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	Gas	Colombia	99,97%	99,97%	68,05%
EEB Internacional LTD.	Vehículo de Inversión	Cayman Islands	100,00%	100,00%	100,00%
Contugas SAC.	Gas	Perú	100,00%	100,00%	100,00%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P	Vehículo de Inversión	Colombia	51,00%	51,00%	51,00%
Transportadora de Energía de Centroamérica S.A.	Energia	Guatemala	95,29%	95,29%	95,29%
EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de Inversión	Cayman Islands	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingenieria y Servicios S.A	Serv. Ingeniería	Guatemala	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingenieria y Servicios Perú S.A.C	Serv. Ingeniería	Perú	100,00%	100,00%	99,50%
Inversiones en Energía Latinoamérica Holdings S.L.U	Vehículo de Inversión	Spain	100,00%	100,00%	-
EEB Gas SAS	Vehículo de Inversión	Colombia	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Energy RE	Vehículo de Inversión	Bermuda	100,00%	100,00%	100,00%
GEBBRAS Participacoes LTDA	Vehículo de Inversión	Brazil	100,00%	-	-
Empresa de Movilidad Bogotá S.A.S.	Vehículo de Inversión	Colombia	100,00%	100,00%	-

Detalles de las subsidiarias no poseídas totalmete y que tienen una participación no controladora significativa:

Nombre de la subordinada	Lugar de constitución y operación	Proporción de participación accionaria y derechos de voto de la participación no controladora			Utilidad (pérdida) asignada a la participación no controladora		Participación no controladora acumulada		
		Diciembre 31, 2015	Deciembre 31, 2014	Enero 1, 2014	Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
TGI S.A. E.S.P.	Colombia	0,03%	0,03%	31,95%	$ 44	$ (49)	$ 1.344	$ 985	$ 906.793
DECSA	Colombia	49%	49%	49%	6.297	9.451	123.492	117.348	110.550
TRECSA	Guatemala	4,71%	4,71%	4,71%	165	(344)	24.053	18.128	14.931
CALIDDA	Peru	40.00%	40,00%	40,00%	40.095	32.385	401.374	318.293	236.399
					$ 46.601	$ 41.443	$ 550.263	$ 454.764	$ 1.268.673

Diciembre 31, 2015

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corriente	Patrimonio	Capital atribuible a los accionistas de la Entidad	Participación no controladora
TGI S.A. E.S.P.	$ 1.028.385	$ 9.168.025	$ (182.990)	$ (6.028.667)	$ (3.984.753)	$ (3.983.409)	$ (1.344)
DECSA	64.874	574.005	(85.763)	(301.092)	(252.024)	(128.532)	(123.492)
TRECSA	184.021	1.015.991	(303.382)	(386.218)	(510.412)	(486.359)	(24.053)
CALIDDA	708.041	1.785.891	(383.352)	(1.410.140)	(700.440)	(299.066)	(401.374)

Diciembre 31, 2014

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corriente	Patrimonio	Capital atribuible a los accionistas de la Entidad	Participación no controladora
TGI S.A. E.S.P.	$ 701.592	$ 6.671.745	$ (109.600)	$ (4.344.225)	$ (2.919.512)	$ (2.918.527)	$ (985)
DECSA	53.205	556.972	(76.122)	(294.550)	(239.505)	(122.157)	(117.348)
TRECSA	236.616	662.348	(228.372)	(285.918)	(384.674)	(366.546)	(18.128)
CALIDDA	545.940	1.203.413	(209.396)	(1.056.230)	(483.727)	(165.434)	(318.293)

Enero 1, 2014

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corriente	Patrimonio	Capital atribuible a los accionistas de la Entidad	Participación no controladora
TGI S.A. E.S.P.	$ 821.616	$ 5.035.911	$ (136.603)	$ (2.882.848)	$ (2.838.076)	$ (1.931.283)	$ (906.793)
DECSA	66.179	526.252	(170.462)	(196.356)	(225.613)	(115.063)	(110.550)
TRECSA	137.551	428.873	(20.000)	(229.586)	(316.838)	(301.907)	(14.931)
CALIDDA	458.359	858.505	(145.931)	(821.873)	(349.060)	(112.661)	(236.399)

Diciembre 31, 2015

	Ingresos	Gastos	Utilidad (pérdida) del año	Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de la Entidad	Utilidad (pérdida) neta atribuible a la participación no controladora
TGI S.A. E.S.P.	$ 1.352.774	$ (1.225.008)	$ 127.766	$ 127.722	$ 44
DECSA	362.874	(350.021)	12.853	6.556	6.297
TRECSA	37.293	(33.786)	3.507	3.342	165
EEB PERU HOLDINGS LTD y otras	1.538.597	(1.483.088)	55.509	15.414	40.095

Diciembre 31, 2014

	Ingresos	Gastos	Utilidad (pérdida) del año	Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas de la Entidad	Utilidad (pérdida) neta atribuible a la participación no controladora
TGI S.A. E.S.P.	$ 1.102.547	$ (958.175)	$ 144.372	$ 144.323	$ 49
DECSA	318.475	(299.186)	19.289	9.838	9.451
TRECSA	10.934	(25.534)	(14.600)	(14.256)	(344)
EEB PERU HOLDINGS LTD y otras	1.049.816	(1.007.739)	42.077	9.692	32.385

14. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Detalles de asociadas - Las asociadas de la Empresa se detallan a continuación:

Nombre de la asociada	Actividad Principal	Lugar de constitución y operaciones	Tipo	Proporción de participación accionaria y poder de voto		
				Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
Emgesa SA ESP	Generación de electricidad	Colombia	Ordinaria	37,44%	37,44%	37,44%
Emgesa SA ESP	Generación de electricidad	Colombia	Preferencial	14.07%	14.07%	14.07%
Codensa SA ESP	Distribución de electricidad	Colombia	Ordinaria	36,36%	36,36%	36,36%
Codensa SA ESP	Distribución de electricidad	Colombia	Preferencial	15,15%	15,15%	15,15%
Consorcio Transmantaro S.A.	Transmicion de electricdad	Perú	Ordinaria	40,00%	40,00%	40,00%
Red de Energía del Perú SA	Transmicion de electricdad	Perú	Ordinaria	40.00%	40.00%	40.00%
Gas Natural SA ESP	Distribucion de Gas Natural	Colombia	Ordinaria	24,99%	24,99%	24,99%
EMSA	Distribución de electricidad	Colombia	Ordinaria	16,23%	16,23%	16,23%
Promigas	Holding	Colombia	Ordinaria	15,64%	15,64%	15,64%

Detalles de los negocios conjuntos – Los negocios conjunto de la Empresa se detallan a continuación:

Nombre del negocio conjunto	Actividad Principal	Lugar de constitución y operaciones	Tipo	Diciembre 31, 2015
GOIAS TRANSMISSAO SA	Generación de electricidad	Brasil	Ordinaria	51,00%
MGE TRANSMISSAO SA	Generación de electricidad	Brasil	Ordinaria	51,00%
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	Distribución de electricidad	Brasil	Ordinaria	51,00%
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	Distribución de electricidad	Brasil	Ordinaria	51,00%

El objeto social y otra información relevante de las principales asociadas 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 2015 y

2014, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., tiene 76.710.851 acciones de las cuales 20.952.601corresponden 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 2015 y 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.

Consorcio 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 obligaciones - 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. El 15 de octubre del 2015, la compañía capitalizo esta inversión por $19.017 millones de pesos

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.

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.

a) La información financiera registrada respecto a la participación de la Empresa en cada una de las asociadas y negocios conjuntos se muestra a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Total activos netos de las asociadas / Negocios conjuntos	Participación de la empresa en los activos neto de las asociadas / Negocios conjuntos	Goodwill	Otros	Valor en libros
Asociadas					
EMGESA	$ 3.558.112	51,51%	$ 1.224.140	$ 4.858	$ 3.061.781
CODENSA	2.323.269	51,51%	466.421	4.191	1.667.328
GAS NATURAL	495.180	24,99%	193.855	-	317.600
REP	635.231	40,00%	-	-	254.092
CTM	1.120.461	40,00%	45.088	-	493.272
PROMIGAS	2.279.101	15,64%	158.014	-	514.465
EMSA	319.724	16,23%	(133)	-	51.743
		Total participación en asociadas			$ 6.360.281
Negocios Conjuntos					
GOIAS TRANSMISSAO SA	$ 447.204	51,00%	$ -	$ -	$ 228.074
MGE TRANSMISSAO SA	289.781	51,00%	-	-	147.788
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	276.337	51,00%	-	-	140.932
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	149.857	51,00%	-	-	76.427
		Total participación en negocios conjuntos			$ 593.221
		Total participación en asociadas y negocios conjuntos			$ 6.953.502

Diciembre 31, 2014

Asociada	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Goodwill	Otros	Valor en libros
EMGESA	$ 2.857.847	51,51%	$ 1.224.140	$ 2.167	$ 2.698.384
CODENSA	1.883.849	51,51%	466.421	1.870	1.438.661
GAS NATURAL	294.807	24,99%	193.855	-	267.527
REP	462.217	40,00%	-	-	184.886
CTM	753.178	40,00%	45.088	-	346.359
PROMIGAS	2.164.268	15,64%	158.014	-	496.505
EMSA	314.888	16,23%	(133)	-	50.956
					$ 5.483.278

Enero 1, 2014

Asociada	Total activos netos de la subordinada	Participación de la empresa en los activos neto de las subordinadas	Goodwill	Otros	Valor en libros
EMGESA	$ 3.434.307	51,51%	$ 1.224.140	-	$ 2.993.152
CODENSA	2.246.356	51,51%	466.421	-	1.623.519
GAS NATURAL	522.862	24,99%	193.855	-	324.518,21
REP	344.080	40,00%	-	-	137.632
CTM	562.097	40,00%	45.088	-	269.927
PROMIGAS	2.061.499	15,64%	158.014	-	480.432
EMSA	237.758	16,23%	(133)	-	38.444
					$ 5.867.624

La información financiera registrada respecto a la participación de la Empresa en cada una de las asociadas y negocios conjuntos se muestra a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Utilidad (pérdida) de las asociadas / Negocios conjuntos	Participación de la empresa en los activos neto de las asociadas / Negocios conjuntos	Otros	Valor en libros
Asociadas				
EMGESA	881.757	51,51%	5.549	$ 459.742
CODENSA	513.733	51,51%	4.788	269.412
GAS NATURAL	240.594	24,99%	-	60.124
REP	105.538	40,00%	(903)	41.312
CTM	68.906	40,00%	-	27.562
PROMIGAS	449.257	15,64%	(540)	69.724
EMSA	46.970	16,23%	-	7.623
Método de participación por asociadas				$ 935.499
Negocios Conjuntos				
GOIAS TRANSMISSAO SA	66.639	51,51%	-	$ 34.326
MGE TRANSMISSAO SA	(59.523)	51,51%	-	(30.660)
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	11.017	51,51%	-	5.675
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	2.554	51,51%	-	1.316

	Utilidad (pérdida) de las asociadas / Negocios conjuntos	Participación de la empresa en los activos neto de las asociadas / Negocios conjuntos	Otros	Valor en libros
Método de participación en negocios conjuntos				10.656
Ganancia en Negocios conjuntos				215.616
Total Participación en asociadas y negocios conjuntos				$ 1.161.771

Diciembre 31, 2014

	Utilidad (pérdida) de las asociadas / Negocios conjuntos	Participación de la empresa en los activos neto de las asociadas / Negocios conjuntos	Otros	Valor en libros
Asociadas				
EMGESA	1.018.894	51,51%	4.469	$ 529.301
CODENSA	542.970	51,51%	3.856	283.540
GAS NATURAL	251.270	24,99%	-	62.792
REP	62.835	40,00%	-	25.134
CTM	46.201	40,00%	-	18.481
PROMIGAS	389.765	15,64%	11.615	72.574
EMSA	40.490	16,23%		6.572
				$ 998.394

b) La información financiera resumida con respecto a cada una de las asociadas y negocios conjuntos de la Empresa se presenta a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes
EMGESA	$ 773.390	$ 8.066.486	$ 1.574.222	$ 3.707.542
CODENSA	928.296	3.764.050	1.141.319	1.227.758
GAS NATURAL	635.917	584.902	410.608	315.031
REP	140.667	1.505.540	192.913	818.063
CTM	280.524	3.135.422	194.751	2.100.734
PROMIGAS	225.764	4.255.311	229.647	1.972.327
EMSA	109.134	471.405	137.625	123.190

Negocios Conjuntos -

Diciembre 31, 2015

	Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes
GOIAS TRANSMISSAO SA	$ 55.486	$ 663.954	$ 52.559	$ 219.677
MGE TRANSMISSAO SA	39.582	385.620	28.296	107.125
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	41.871	384.884	29.276	121.142
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	17.607	196.071	14.200	49.621

Diciembre 31, 2014

EMGESA	$ 1.293.235	$ 6.992.044	$ 1.972.910	$ 3.454.522
CODENSA	997.548	3.623.683	1.354.787	1.382.595
GAS NATURAL	384.788	525.994	304.099	311.876
REP	160.239	1.082.663	92.444	688.241
CTM	164.563	2.113.450	66.752	1.458.083
PROMIGAS	288.199	3.771.001	282.672	1.612.260
EMSA	117.521	425.103	121.481	106.255

Enero 1, 2014

EMGESA	$ 1.180.263	$ 6.221.236	$ 823.063	$ 3.144.129
CODENSA	1.053.645	3.495.517	1.101.249	1.201.557
GAS NATURAL	483.371	535.463	183.330	312.642
REP	144.180	816.195	82.840	533.455
CTM	89.831	1.578.929	42.574	1.064.089
PROMIGAS	281.590	3.362.705	247.830	1.334.966
EMSA	79.518	312.823	81.863	72.720

Diciembre 31, 2015

Asociadas	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
EMGESA	$ 3.282.216	$ 881.757	$ (1.085)	$ 880.672	$ 97.751
CODENSA	3.740.176	513.733	573	514.306	41.040
GAS NATURAL	1.994.300	240.594	-	240.594	10.005
REP	499.668	105.538	(10.259)	95.279	27.821
CTM	753.678	68.906	-	68.906	-
PROMIGAS	296.449	449.257	20.783	470.040	55.014
EMSA	388.094	46.970	-	46.970	6.801

Negocios conjuntos	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
GOIAS TRANSMISSAO S.A.	$ 139.001	66.639	-	66.639	$ 12.391
MGE TRANSMISSAO S.A.	51.753	(59.523)	-	(59.523)	3.891
TRANSENERGIA RENOVAVEL S.A.	89.669	11.017	-	11.017	6.021
TRANSENERGIA SAO PAULO S.A.	16.880	2.554	-	2.554	1.304

Diciembre 31, 2014

Asociadas	Ingresos	Utilidad (perdida) de año	Otros resultados integrales del periodo	Total resultado integral del año	Dividendos Recibidos
EMGESA	$ 2.679.897	$ 1.018.894	$ 863	$ 1.019.757	$ 822.548
CODENSA	3.470.089	542.970	(14.945)	528.025	460.699
GAS NATURAL	1.570.593	251.270	-	251.270	119.877
REP	496.136	62.835	(5.567)	57.268	11.166
CTM	427.640	46.201	-	46.201	-
PROMIGAS	356.869	389.765	(25.610)	364.155	52.493
EMSA	347.566	40.490	-	40.490	6.793

Adquisición de control conjunto - El 21 de agosto de 2015, GEBBRAS adquirió la participación del 51% en las siguientes cuatro empresas en Brasil, Transenergia Renovável S.A , Transenergia São Paulo S.A Goiás Transmissão S.A y MGE Transmissão S.A., dedicadas a servicios de transmisión de electricidad.

Las adquisiciones se compraron en conjunto, por lo que el cálculo del credito mercantil se efectuo en conjunto y no en forma individual por cada entidad juridica.

La principal informacion de esta transaccion fue:

Empresa	Valor pago	patrimonio de la participada en el momento de la adquisición al 51%	Activos Identificables (*)	Ganancia por compra en términos ventajosos
Transenergia Renovável S.A.	$ 138.840	$ 115.752	$ 10.149	$ (12.939)
Transenergia São Paulo S.A.	62.678	110.085	13.331	60.739

Empresa	Valor pago	patrimonio de la participada en el momento de la adquisición al 51%	Activos Identificables (*)	Ganancia por compra en términos ventajosos
Goiás Transmissão S.A.	138.725	239.946	17.197	118.418
MGE Transmissão S.A.	110.081	153.617	5.862	49.398
Total	$ 450.324	$ 619.400	$ 46.539	$ 215.616

(*) Corresponde a los dividendos decretados a la fecha de adquisición , y que fueron trasladados a los nuevos compradores.

La Empresa revisó el cálculo del valor razonable de los activos adquiridos y llegó a la conclusión de que a excepción del importe de los dividendos calculados a la fecha de adquisición y que fueron transferidos a la sociedad absorbente , no había otros activos y / o pasivos a ser identificados y por lo tanto se registró un ingreso por $ 215.616 producto de la compra en termminos ventajosos.

Negocios Conjuntos – La información financiera complementaria requerida en la IFRS 12 relativa a los negocios conjuntos se muestra a continuación:

Diciembre 31, 2015

	Efectivo y equivalentes de efectivo	Pasivos financieros corrientes	Pasivos financieros no corrientes
GOIAS TRANSMISSAO SA	$ 9.134	$ 8.190	$ 170.262
MGE TRANSMISSAO SA	12.058	7.275	73.661
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	4.555	10.191	93.294
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	3.155	3.727	35.709

	Ingresos por intereses	Gasto por intereses	Gasto por impuesto a las ganancias
GOIAS TRANSMISSAO SA	$ 3.045	$ 15.500	$ 5.402
MGE TRANSMISSAO SA	1.801	7.121	2.182
TRANSENERGIA RENOVAVEL SA	2.524	9.277	3.051
TRANSENERGIA SAO PAULO SA	2.210	3.537	1.259

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Costo	$ 10.033.560	$ 7.540.223	$ 6.008.030
Depreciación Acumulada	(682.904)	(330.778)	(111.707)
	$ 9.350.656	$ 7.209.445	$ 5.896.323

	Terrenos	Construcciones en curso	Edificaciones	Componente de PPE	Plantas y ductos	Redes, lineas y cables	Maquinaria y equipo	Muebles enseres y equipo de oficina	Equipo de comunicación y computación	Equipo de transporte	Otros menores	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 42.189	$ 506.247	$ 206.652	$ 2.002	$ 4.602.890	$ 572.169	$ 26.308	$ 16.864	$ 21.671	$ 8.423	$ 2.615	$ 6.008.030
Adiciones	3.954	245.053	17.409	-	113.909	42.755	2.437	2.608	5.288	-	360	433.773
Retiros	(1.132)	(154.211)	(169)	-	(77.863)	(1.727)	(1.461)	(1.641)	(2.963)	(630)	(14)	(241.811)
Transferencias	-	847	(4.657)	-	(492)	4.303	-	(1)	-	-	-	-
Efecto de la conversión	5.297	87.694	21.848	-	1.214.555	-	4.530	2.582	2.252	937	536	1.340.231
Saldo al 31 de diciembre de 2014	50.308	685.630	241.083	2.002	5.852.999	617.500	31.814	20.412	26.248	8.730	3.497	7.540.223
Adiciones	7.260	182.909	10.350	-	292.675	207.398	47.421	430	7.130	25.004	226	780.803
Retiros	(39)	(147.625)	(32.004)	(55)	(42.688)	(5.079)	-	(46)	(211)	(150)	(6)	(227.903)
Transferencias	(177)	(4.827)	(1.200)	-	4.656	3.114	32	(143)	(1.631)	176	-	-
Efecto de la conversión	1.701	118.557	34.677	-	1.763.737	-	9.831	5.323	4.185	1.449	977	1.940.437
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 59.053	$ 834.644	$ 252.906	$ 1.947	$ 7.871.379	$ 822.933	$ 89.098	$ 25.976	$ 35.721	$ 35.209	$ 4.694	$ 10.033.560
Depreaciación acumulada												
Saldo al 1 de enero de 2014	$ -	$ -	$ (3.140)	$ -	$ (32.620)	$ (56.438)	$ (5.239)	$ (4.104)	$ (5.991)	$ (2.622)	$ (1.553)	$ (111.707)
Retiros	-	-	125	-	450	1.727	1.128	1.439	3.301	533	9	8.712
Gasto de depreciación	-	-	(8.186)	-	(146.637)	(25.881)	(2.778)	(2.069)	(4.246)	(1.683)	(308)	(191.788)
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)
Efecto de la conversión	-	-	(1.226)	-	(31.059)	-	(1.188)	(551)	(1.111)	(562)	(288)	(35.985)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	-	-	(12.427)	-	(209.866)	(80.592)	(8.077)	(5.285)	(8.047)	(4.334)	(2.150)	(330.778)
Retiros	-	-	-	-	332	5.139	-	-	41	88	(235)	5.365
Gasto de depreciación	-	-	(9.775)	-	(207.663)	(31.244)	(4.036)	(1.975)	(4.209)	(990)	(244)	(260.136)
Efecto de la conversión	-	-	(1.788)	-	(86.392)	-	(4.180)	(1.311)	(2.088)	(1.035)	(561)	(97.355)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ -	$ -	$ (23.990)	$ -	$ (503.589)	$ (106.697)	$ (16.293)	$ (8.571)	$ (14.303)	$ (6.271)	$ (3.190)	$ (682.904)

Las vidas útiles que se utilizan para el cálculo de la depreciación son:

	Transmisión de electricidad	Distribución de electricidad	Distribución de gas natural	Transporte de gas natural
Edificaciones	50	40 a 100	-	20 a 50
Plantas, ductos y estaciones	10 a 40	15 a 40	-	10 a 50
Redes, lineas y cables	40 a 63	15 a 40	-	-
Maquinarias y equipos	10	15 a 40	10	10
Equipamiento científico	10	-	-	-
Muebles y accesorios	10	5 a 10	10	10
Equipos de comunicación	10	3 a 10	-	3 a 5
Equipo informático	5	3 a 10	4	3 a 5
Equipo de transporte	5	5	4 a 5	20
Otros equipos	10	3 a 15	4 a 10	5

16. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

		2014	
	2015	31 de diciembre	1 de enero
Terrenos – No explotados	$ 170.335	$ 168.762	$ 167.807
Edificios – No explotados	61.181	59.480	58.434
Depreciación acumulada - Edificios	(3.689)	(1.886)	-
	$ 227.827	$ 226.356	$ 226.241

Costo	Terrenos	Edificios	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 167.807	$ 58.434	$ 226.241
Retiros	(12)	-	(12)
Efecto de Conversión	967	1.046	2.013
Saldo al 31 de diciembre de 2014	168.762	59.480	228.242
Adiciones	-	-	-
Efecto de conversión	1.573	1.701	3.274
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 170.335	$ 61.181	$ 231.516

Depreciación acumulada	Terrenos	Edificios	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ -	$ -	$ -
Gasto por depreciación	-	(1.863)	(1.863)
Efecto por conversión	-	(23)	(23)

Depreciación acumulada	Terrenos	Edificios	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2014	-	(1.886)	(1.886)
Gasto por depreciación	-	(1.763)	(1.763)
Retiros	-	(40)	(40)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ -	$ (3.689)	$ (3.689)

Todas las propiedades de inversión de la Empresa se mantienen bajo pleno dominio.

En la fecha de adopción la Empresa registró como costo atribuido el valor razonable de sus elementos de propiedades de inversión. A la fecha de reporte el saldo registrado no difiere significativamente del valor razonable.

17. CREDITO MERCANTIL

		2014	
	2015	31 de diciembre	1 de enero
EEB Perú – Holding	$ 22.084	$ 22.084	$ 22.084
Transcogas (hoy TGI) (a)	28.087	28.087	28.087
	$ 50.171	$ 50.171	$ 50.171

El crédito mercantil se originó por:

a) La adquisición de acciones de la Transportadora Colombiana de Gas S.A. ESP (Sociedad fusionada con TGI S.A ESP) en dos operaciones así:

- En junio de 2005 se adquirió 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por $29.179 (USD $12.5 millones a una TRM de $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 registro 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 registro como un crédito mercantil adquirido por $23.559.

b) En febrero de 2011 EEB adquirió el100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. Ubicada 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 accines al 31 de enero de 2011 (USD$98.73 millones) y el valor pagado por EEB (USD$111.24 millones).

Los créditos mercantiles descritos anteriormente fueron registrados de acuerdo con el marco contable colombiano aplicable a esa fecha. De acuerdo con la NIIF 1 la empresa acogió la exención que permitia dejar registrados los créditos mercantiles bajo la normatividad anterior, por lo anterior para la adopción de NIIF se incluyeron los valores en libros y se definio que dichos créditos mercantiles tendrían vida útil indefinida y por tanto no están sujetos a amortización.

18. ACTIVOS INTANGIBLES

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Importe en libros de:			
Servidumbres	$ 3.458.491	$ 2.333.364	$ 1.571.185
Derechos en contratos	449.866	341.736	275.226
Software y licencias	61.107	45.842	29.050
Amortización acumulada	(481.792)	(298.747)	(175.570)
	$ 3.487.672	$ 2.422.195	$ 1.699.891

Costo	Servidumbres	Derechos en contratos	Software y licencias	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 1.571.185	$ 275.226	$ 29.050	$ 1.875.461
Adiciones	350.687		11.826	362.513
Transferencias	(4)	-	-	(4)
Retiros	(30)	-	-	(30)
Efecto de conversión	411.526	66.510	4.966	483.002
Saldo al 31 de diciembre de 2014	$ 2.333.364	$ 341.736	$ 45.842	$ 2.720.942
Adiciones	$ 351.063	$ -	$ 6.556	$ 357.619
Adiciones por desarrollo interno	-	-	1.126	1.126
Retiro	(51)	-	(3.570)	(3.621)
Efecto de conversión	774.115	108.130	11.153	893.398
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 3.458.491	$ 449.866	$ 61.107	$ 3.969.464

Amortización acumulada	Servidumbres	Derechos en contratos	Software y licencias	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ (131.729)	$ (28.999)	$ (14.842)	$ (175.570)
Amortización	(68.164)	(4.895)	(8.155)	(81.214)
Efecto de conversión	(32.144)	(7.370)	(2.449)	(41.963)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(232.037)	(41.264)	(25.446)	(298.747)

Amortización acumulada	Servidumbres	Derechos en contratos	Software y licencias	Total
Amortización	(79.010)	(6.029)	(6.444)	(91.483)
Efecto de conversión	(75.779)	(13.949)	(1.834)	(91.562)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ (386.826)	$ (61.242)	$ (33.724)	$ (481.792)

Las vidas útiles que se utilizan para el cálculo de la amortización, son:

Servidumbres	30 años
Licencias	10 años

19. PASIVOS FINANCIEROS

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	Diciembre 31, 2015	Diciembre 31, 2014	Enero 1, 2014
Bonos EEB (1)	6.125% SV	10/11/2021	$ 2.359.634	$ 1.792.786	$ 1.444.805
Bonos TGI (2)	5.70% SV	20/03/2022	2.354.616	1.787.912	1.439.373
Bonos Calidda (3)	4.375% SV	15/03/2023	1.002.332	760.932	612.468
Corporación Andina Fomento CAF (4)	Libor + 1.6%	30/05/2020	201.719	186.612	176.862
Credito sindicado contugas (5)	Libor + 3.5%	30/09/2019	1.092.344	803.630	494.713
Sindicado IELAH (6)	Libor+.25%	29/08/2019	1.220.050	1.523.130	-
Citibank N.A. TRECSA (7)	1.65% EA	30/11/2015	274.004	208.144	-
Citibank N.A. EBBIS GT (8)	-	-	125.979	-	-
EEC - Bank loans (9)	-	-	108.152	89.197	79.197
CALIDDA –Bank loans (10)	-	.	53.766	-	-
Leasing	-	-	53.168	30.020	24.698
Interest	-	-	69.098	56.726	35.526
			$ 8.914.862	$ 7.239.089	$ 4.307.642
Corriente			$ 560.640	$ 306.941	$ 117.688
No corriente			8.354.222	6.932.148	4.189.954
			$ 8.914.862	$ 7.239.089	$ 4.307.642

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y 1 de enero de 2014, la Empresa tiene por costos emisión por amortizar la cantidad de $ 66, 448 y 534.

(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 etas 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. – 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 Standardad & Poor's y Baa3 por Moodys.
Covenants	Ver literal (a)

(3) *Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda* – 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 Standardad & Poor's y Baa3 Moodys.
Covenants	Ver literal (a)

(4) *Corporación Andina Fomento CAF EEB – 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) *Syndicated Loan - 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 único pago del principal al vencimiento. Adicionalmente, según adenda al Contrato de Crédito de fecha 11 de noviembre del 2014, se acordó ampliar el monto del préstamo a USD$342 millones, otorgando a la Compañía un importe adicional de US$ 32 millones, así:

		USD$
Banco Davivienda S.A.	USD$	126,000,000
Corporación Andina de Fomento		135,000,000
Banco de Bogotá (Panamá) S.A.		68,000,000
Banco de Bogotá (Nassau) Limited.		13,000,000
	USD$	342,000,000

Los desembolsos de este préstamo se efectuaron de forma gradual según las necesidades del flujo de caja mensual, hasta completar los USD$342 millones a solicitud de la Compañía durante un período de disponibilidad (hasta el 30 de junio de 2015). Durante el 2015 se desembolsaron USD$8 millones, completando el monto total del préstamo.

Adicionalmente, la Compañía debió 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 $215 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) *Syndicated Loan 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 5 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.		30,000,000
	USD$	645,000,000

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.

El día 11 de marzo de 2105 se realizó un prepago por la suma de USD$76 millones y el 11 de septiembre de 2015 un prepago por la suma de USD$175 millones.

El saldo del crédito sindicado al corte 31 de diciembre de 2015 es de USD$394 millones.

Mediante Junta Directiva de EEB realizada el 21 de abril de 2015, La Empresa definió de manera unánime que se continuará con el proceso de fusión entre IELAH y TGI.

(7) Corresponde a un crédito con Citibank firmado por Transportadora de Energía de Centroamérica, S A a una tasa de interés anual de 1,65%. La cantidad total del préstamo debe ser pagado a su vencimiento el cual corresponde al 27 de abril de 2016.

(8) EEBIS Guatemala - El día 16 de noviembre de 2015 se desembosló un crédito de corto plazo con Citibank por la suma de USD$40 millones de dólares a una tasa LIBOR+1,65%. El vencimiento es el día 27 de Abril de 2016.

(9) *Empresa de Energía de Cundinamarca* –$103.902 MM corresponden a créditos de Largo Plazo con las entidades Banco de Bogotá, Banco AV Villas, Banco Popular y Banco BBVA los cuales tienen vencimiento en los años 2019 y 2020, y $4.250 MM corresponden a créditos de Corto Plazo con el Banco BBVA, las tasas de interés oscilan entre el 5,72% y el 7,42%.

(10) *CALIDDA* – Desembolso por un préstamo en soles por S/ 90.6 MM. , el monto del préstamo se repartió en dos partes iguales entre los 2 bancos. La duración del mismo es por cuatro años sin garantía ni covenants y a una tasa de 4.90% (Interbank) y 4.75% (Scotiabank)

a) ***Covenants emisión bonos bajo la regla 144A Regulación S*** – EEB adquirió los siguientes compromisos para incurrir en algunas actividades, bajo lo estipulado en el Indenture de la emisión:

- 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.

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., Trecsa S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S. y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrían 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 es calificada con grado de inversión por al menos dos calificadoras de riesgo.

El pasado 28 de octubre de 2014, Fitch Ratings ("Fitch") elevó la calificación crediticia internacional de EEB a 'BBB' desde 'BBB-', y afirmó la calificación local en 'AAA' con perspectiva estable. Según Fitch, la acción de calificación refleja la estabilidad del flujo de caja de la empresa, así como su fuerte posición de negocios, apalancamiento moderado con tendencia hacia la mejora y su sólida posición de liquidez.

La agencia Moody's elevó el 4 de septiembre de 2015, la calificación crediticia de la deuda corporativa de Empresa de Energía de Bogotá ESP S.A. desde Baa3 a Baa2, lo que representa una escala superior dentro del grado de inversión. Adicionalmente, Moody's mantiene la perspectiva estable.

En su comunicado, Moody's destaca la solvencia crediticia de EEB y una alta probabilidad de apoyo extraordinario del Distrito de Bogotá. La mejora en la calificación refleja la expansión prudente en los planes de crecimiento del Grupo y reconoce los beneficios de la reciente adquisición en Brasil. También resalta los avances en el proyecto de Guatemala y la próxima entrada en operación del proyecto Quimbo del Grupo Enel antes de finalizar este año. En síntesis, la calificación muestra la fortaleza financiera gracias a la naturaleza regulada de EEB y sus compañías subsidiarias en los mercados en donde operan.

Por su parte, el pasado 3 de septiembre de 2015 Standard and Poor's ("S&P") mantuvo la calificación grado de inversión BBB- a Empresa de Energía de Bogotá, pero cambió la perspectiva de estable a negativa, dadas las condiciones macroeconómicas, la volatilidad de los mercados y la aguda depreciación del peso colombiano en el último año. La agencia calificadora Standard & Poor's resaltó el bajo riesgo de negocio y la diversificación geográfica en segmentos de negocio lo que le permite a EEB contar con una generación de caja predecible y estable en el futuro.

20. CUENTAS POR PAGAR

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Proveedores	$ 251.403	$ 213.668	$ 186.622
Acreedores (1)	490.052	1.123.265	41.357
Anticipos recibidos	25.983	15.076	3.500
	$ 767.438	$ 1.352.009	$ 231.479
Corriente	$ 767.438	$ 1.352.009	$ 231.479

(1) Incluye dividendos por pagar según detalle:

De acuerdo a lo establecido en Acta 71 del 6 de julio de 2015 de Asamblea General de Accionista se resolvió liberar reservas ocasionales (proyectos de expansión) con el fin de decretar dividendos extraordinarios por acción en circulación por $ 458.852.

Para el año 2014 y 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.

21. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

Beneficios de corto plazo (a)	$ 48.312	$ 38.440	$ 31.492
Beneficios definidos (b)	-	-	-
Plan de pensiones de Jubilación neto	143.186	151.119	146.527
Beneficios complementarios	57.082	56.017	47.508
Total	$ 248.580	$ 245.576	$ 225.527

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero
Corriente	$ 83.552	$ 74.344	67.620
No corriente	165.028	171.232	157.907
	$ 248.580	$ 245.576	$ 225.527

a. ***Beneficios a empleados de corto plazo*** - Atendiendo los acuerdos convencionales pactados y la legislación laboral vigente, la Empresa reconoce los beneficios a empleados de corto plazo que incluyen las prestaciones sociales causadas, la bonificación por desempeño, la mesadas pensionales y salarios pendientes de pago, y la estimación de cuotas partes pensionales por pagar por el periodo corriente a favor de sus empleados y pensionados.

Bonificaciones	$ 34.077	$ 25.384	$ 21.345
Prestaciones sociales	9.855	8.045	6.180
Salarios	2.867	3.213	1.948
Cuotas Partes Pensionales y otros	1.513	1.798	2.019
Beneficios a empleados de corto plazo	$ 48.312	$ 38.440	$ 31.492

b. ***Beneficios definidos***

Plan Pensión de Jubilación - la Empresa tiene reconocido es sus estados financieros las obligaciones por el plan de beneficios por retiro pensiones de jubilación para los empleados que cumplieron con los requisitos de edad y tiempo de trabajo.

Los empleados actuales no tienen el reconocimiento de este beneficio directamente por la Empresa y en concordancia con la ley pensional colombiana solo podrán acceder a este beneficio a través de una administradora de fondos de pensiones.

Las hipótesis actuariales significativas para la determinación de la obligación definida son la tasa de descuento, el incremento salarial esperado y la mortalidad. El valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas se calcula utilizando el método de crédito unitario proyectado a finales del periodo del que se reporta, el cual es el mismo que el que se aplicó en el cálculo del pasivo por obligaciones definidas reconocidas en el estado de situación financiera.

Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

Los supuestos principales usados para propósitos de las valuaciones actuariales de pensiones de jubilación son las siguientes:

	2015		2014	
	%		%	
	EEB	EEC	EEB	EEC
Tasa(s) de descuento	9.0%	7.44%	7.6%	7.04%
Tasa(s) esperada de incremento salarial	3.5%	4.20%	3.0%	4.00%
Retorno esperado sobre los activos del plan	11.578	-	12.731	
Gasto de intereses plan de pensiones	(16.672)	(6.068)	(16.661)	(6.505)
Beneficiarios del plan de pensiones	1.676	312	1.781	312

Análisis de sensibilidad

	2015	2014
Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos		
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	$ 312.908	$ 334.185
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	289.087	307.272
Tasa de inflación - 50 puntos básicos	287.593	305.812
Tasa de inflación + 50 puntos básicos	314.448	335.675
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)		
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	8,05	8,54
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	7,79	8,25

Los importes reconocidos en estado de situación financiero por los planes de beneficios definidos, son:

Pensiones de jubilación		
Cálculo actuarial pensiones año anterior	$ 315.366	$ 319.809
Gasto financiero	22.740	23.166
Pagos realizados durante el periodo	(31.617)	(33.036)
Otros resultados integrales	(10.466)	5.427
Obligación por beneficios al final del periodo	$ 296.023	$ 315.366

Los activos de los planes de pensiones se mantienen separados de los activos de la Entidad en patrimonios autónomos, bajo el control de las fiduciarias Fiducolombia y Fiduprevisora quienes administran estos recursos y realizan los pagos al personal pensionado, en la medida en que se requiera anualmente la Empresa realiza nuevos aportes a estos patrimonios autónomos. La vigencia de los contratos es de cinco (5) años, y fueron renovados durante el 2012 bajo las mismas condiciones.

El valor razonable de los instrumentos de capital y de deuda que componen el plan activo del plan de pensiones se actualizan con base en precios de mercado cotizados en mercados activos.

El rendimiento real de los activos del plan asciende a $10.587 millones y $14.444 millones en 2015 y 2014, respectivamente.

	2015	2014
Plan activo de pensiones		
Valor razonable de los activos del plan	$ 164.247	$ 173.282
Ingreso por intereses	11.578	12.371
Pagos realizados durante el periodo	(25.966)	(27.150)
Aportes realizados	4.420	3.670
Otros resultados integrales	(1.442)	2.074
Plan activo al final del periodo	$ 152.837	$ 164.247

La remedición del pasivo por beneficios definidos neto se incluye en los otros resultados integrales.

El pasivo presentado en el estado de situación financiera, corresponde al valor neto entre el valor neto de obligación por el beneficio de pensiones calculado anualmente por una actuario independiente usando el método de unidad de crédito proyectado, menos el valor razonable de los activos destinados a cubrir dichas obligaciones, que incluyen los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios prestados.

Plan de pensiones neto		
Remedición del pasivo por beneficios definidos neto:		
Saldo inicial del plan de pensiones (neto)	$ 151.119	$ 146.527
Neto Gasto / (ingreso) definido en el plan	11.162	10.795
Aportes al plan de pensiones	(4.420)	(3.670)
Pagos realizados	(5.652)	(5.886)
Otros resultados integrales	(9.024)	3.353
Plan de pensiones neto	$ 143.186	$ 151.119

Las movimientos de pérdidas o ganancias actuariales surgen de los ajustes basados en la experiencia del actuario y afectan otros resultados integrales, así mismo los cambios en los supuestos actuariales para los beneficios post empleo y del plan activo de pensiones, se cargan o abonan como gastos e ingresos financieros durante el período. Los pagos realizados durante el año por este beneficio amortizan el saldo de la obligación y los activos del plan.

El costo del servicio actual y el gasto financiero neto del año se incluyen en el gasto de beneficios a empleados en el estado de resultados.

	2015	2014
Pensiones de jubilación		
Costo por intereses	$ 22.740	$ 23.166
Ingresos financieros activos	(11.768)	(12.371)
Otros resultados integrales pasivo	(10.466)	5.427
Otros resultados integrales activo	(1.443)	2.073
Efecto en estado de resultados	$ (937)	$ 18.295

Planes de beneficios complementarios - De acuerdo con los acuerdos convencionales extralegales, la Empresa otorga a sus empleados activos y pensionados, beneficios de atención médica, gastos del hogar (subsidio de energía) y auxilios para educación. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando la metodología de los planes de beneficios por retiro.

Las ganancias y pérdidas actuariales de los ajustes por la experiencia del actuario y los cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales y como gastos e ingresos financieros por actualización de las obligaciones durante el período en el que se causan.

Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

De acuerdo con el acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010, la Empresa clasificó como beneficios complementarios los beneficios de Salud y Educación y los beneficios de recreación y gastos del hogar se clasificaron como contingencias por litigios.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos de pensiones de jubilación.

Beneficios de largo plazo - La retroactividad de las cesantías, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990, y consiste en reconocer esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado, en EEB sólo 9 trabajadores tiene contratos de trabajo en estas condiciones.

De acuerdo con los acuerdos convencionales extralegales la Empresa otorga a algunos de sus empleados un beneficio relacionado con el tiempo de servicio denominado quinquenio. Los quinquenios son reconocidos en proporción al tiempo de servicios así:

- 40 días de sueldo por los primeros 5 años de servicio

- 77 días de sueldo por 10 años de servicio
- 110 días de sueldo por 15 años de servicio
- 145 días de sueldo por 20 años de servicio
- 200 días de sueldo por 25 años de servicio

Análisis de sensibilidad beneficios complementarios y largo plazo

	Beneficios complementarios y de largo plazo			
Año 2015	**Salud**	**Educación**	**Cesantías retroactivas**	**Quinquenios**
Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	51.915	240	3.626	803
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	48.601	233	3.484	757
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	6,68	2,55	4,36	5,58
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	6,5	2,52	4,27	5,51

	Beneficios complementarios y de largo plazo			
Año 2014	**Salud**	**Educación**	**Cesantías retroactivas**	**Quinquenios**
Valor actual de las obligaciones por beneficios definidos				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	50.084	893	3.387	1.158
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	46.641	859	3.235	1.106
Duración media ponderada de las obligaciones por beneficios definidos (en años)				
Tasa de descuento - 50 puntos básicos	7,22	4,00	5,04	4,59
Tasa de descuento + 50 puntos básicos	7,02	3,94	4,94	4,50

El importe incluido en los estados de posición financiera que surge de la obligación de la Entidad respecto a los cálculos actuariales por beneficios definidos es el siguiente

	Energía	**Salud**	**Educación**	**Cesantias**	**Quinquenios**	**Total**
Saldo 01 de enero 2014	$ 2.515	$ 38.016	$ 2.071	$ 4.227	$ 679	$ 47.508
Coste financiero	182	2.720	141	165	78	3.286
Coste corriente del periodo	-	-	-	251	19	270
Beneficios pagados	-	(3.792)	-	(148)	(210)	(4.150)
Pérdidas/(Ganancias) Actuariales	(308)	11.364	(1.336)	(1.184)	567	9.103

	Energía	Salud	Educación	Cesantias	Quinquenios	Total
Saldo al 31 de diciembre 2014	2.389	48.308	876	3.311	1.133	56.017
Coste financiero	168	3.461	61	124	143	3.957
Coste corriente del periodo	-	-	-	229	69	298
Beneficios pagados	-	(3.803)	-	(201)	(349)	(4.353)
Pérdidas/(Ganancias) Actuariales	(256)	2.243	(700)	92	(216)	1.163
Saldo al 31 de diciembre 2015	$ 2.301	$ 50.209	$ 237	$ 3.555	$ 780	$ 57.082

22. OTRAS PROVISIONES

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Litigios	$ 121.408	$ 48.418	$ 41.391
Otras provisiones	40.979	6.327	13.558
Desmontajes (TGI)	79.853	77.598	70.996
Contingencia beneficios complementarios	29.388	31.636	35.600
Estimación compra BOMT's	7.903	5.670	4.313
Cuotas partes pensionales	3.722	4.011	4.613
	$ 283.253	$ 173.660	$ 170.471
Corriente	$ 36.424	$ 11.490	$ 17.425
No corriente	246.829	162.170	153.046
	$ 283.253	$ 173.660	$ 170.471

El movimiento de las provisiones se detalla a continuación:

Movimiento de otras provisiones:	Litigios	Otras provisiones	Desmontaje	Contingencia beneficios complementarios	Estimación compra BOMT's	Cuotas partes pensionales	Total
Saldo al 1 de enero de 2014	$ 41.391	$ 13.558	$ 70.996	$ 35.600	$ 4.313	$ 4.613	$ 170.471
Incrementos	17.263	2.253	25.164	3.196	1.533	-	49.409
Disminuciónes, bajas y/o amortizaciones	(6.823)	(11.921)	-	(1.006)	-	-	(19.750)
Efecto de la conversión	(3.413)	2.437	(18.562)	(6.154)	(176)	(602)	(26.470)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	48.418	6.327	77.598	31.636	5.670	4.011	173.660

Movimiento de otras provisiones:	Litigios	Otras provisiones	Desmontaje	Contingencia beneficios complementarios	Estimación compra BOMT's	Cuotas partes pensionales	Total
Incrementos	98.529	34.611	35.899	2.200	2.519	-	173.758
Disminuciónes, bajas y/o amortizaciones	(31.070)	(1.436)	-	(42)	-	-	(32.548)
Efecto de la conversión	5.531	1.477	(33.644)	(4.406)	(286)	(289)	(31.617)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	$ 121.408	$ 40.979	$ 79.853	$ 29.388	$ 7.903	$ 3.722	$ 283.253

23. PASIVO POR IMPUESTOS

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Impuesto de Renta y CREE	$ 31.634	$ 59.740	$ 15.093
Impuesto sobre el patrimonio	-	-	37.597
Retenciones por pagar	16.055	12.549	28.256
Impuesto Industria y comercio	4.168	4.290	4.158
Impuesto a las ventas	181	1.097	1.136
	$ 52.038	$ 77.676	$ 86.240
Corriente	$ 52.038	$ 77.676	$ 86.240
	$ 52.038	$ 77.676	$ 86.240

24. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON OPERACIONES QUE CONTINUAN

Para el año fiscal 2015, la Compañía está sujeta al impuesto sobre la renta a una tasa del 39% aplicable sobre la renta imponible, compuesta por 25% representado por impuesto sobre la renta y el 14% representado por el impuesto CREE complementaria. Durante el año 2014 la Compañía estaba sujeta al impuesto sobre la renta a una tasa del 34% aplicable sobre la renta imponible, compuesto por 25% representado por impuesto sobre la renta y el 9% representado por el impuesto CREE complementaria.

Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE) - El artículo 20 de la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 creo 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.

Las disposiciones fiscales aplicables a la compañía estipulan que la tarifa apicable al impuesto sobre la renta para los años 2014 y 2015 es del 25% y el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE es del 9%, respectivamente. Asimismo se establece una sobretasa del impuesto CREE del 5% para compañías cuya utilidad sea igual o superior a $800 millones.

De conformidad con el artículo 165 de la Ley 1607 de 2012, las bases fiscales deben permanecer inalteradas durante los (4) años posteriores a la entrada en vigencia de los nuevos marcos técnicos normativos. Las bases fiscales se determinan de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Decreto 2548 de 2014; es decir, siguiendo las disposiciones fiscales y todas las remisiones, expresas o tacitas, a las normas contables. Estas últimas deben entenderse hechas para aspectos tributarios, a los Decretos 2649 y 2650 de 1993, o a los planes únicos de cuenta según corresponda a cada superintendencia o a la Contaduria General de la Nación.

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Activos y pasivos por impuestos			
Activos por Impuesos	$ 107.511	$ 33.273	$ 12.184
Impuesto a las ganancias y CREE por pagar	(31.634)	(59.740)	(15.093)
Total	$ 75.877	$ (26.467)	$ (2.909)

Impuesto a la renta reconocido en resultados

	2015	2014
Impuesto corriente		
Con respecto al año actual	$ 117.052	$ 148.840
Impuesto diferido	-	-
Con respecto al año actual	390.605	241.728
Total gasto de impuestos relacionado con operaciones que continua	$ 507.657	$ 390.568

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable a la Compañía en Colombia es la siguiente:

Ganancias antes de impuestos	$ 1.568.125	$ 1.248.360
Tasa de renta nóminal	39%	34%
Impuesto a tasa nóminal	611.569	424.442
Efecto de los ingresos que están exentos de impuestos	(7.657)	(13.989)
Efecto de gastos que no son deducibles al determinar la ganancia gravable	1.083.926	1.147.689
Ingresos no fiscales reconocidos en la utilidad	(275.536)	(92.401)

	2015	2014
Deducciones fiscales	(624.016)	(246.355)
Diferencias temporales por gastos causados contablemente	132.872	126.633
Efectos de ingresos no constituticos de renta o ganancia ocasional	(292.893)	(1.972.078)
Efecto ingresos fiscales no reconocidos en la contabilidad	100.356	1.199.342
Impuesto de renta de renta calculado	117.052	148.841
Diferido	390.605	241.728
	$ 507.657	$ 390.569

La tasa de impuestos efectiva para el 2015 y las conciliaciones de 2014 representan la tasa de impuestos de 32.4% para el 2015 y 31,3% para el 2014.

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

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

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 en sociedades del exterior 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, aduanero y cambiario.

Saldos de impuestos diferidos – A continuación se presenta el análisis de los activos/ pasivos del impuesto diferido presentados en los estados financieros de situación financiera:

		2014	
	2015	**31 de diciembre**	**1 de enero**
Impuesto diferido activo	$ 899.962	$ 725.805	$ 178.431
Impuesto diferido pasivo	(2.345.504)	(1.514.285)	(594.446)
Total	$ (1.445.542)	$ (788.480)	$ (416.015)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos fueron calculados considerando las tasas aplicables a la fecha de amortización según la normatividad fiscal vigente aplicable a cada una de las compañías del Grupo.

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, neto es el siguiente:

		2014	
	2015	31 de diciembre	1 de enero
Impuesto diferido (pasivo) / activo relacionado con:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	$ 14.396	$ 12.703	$ 8.922
Provision cartera comercial	11.759	11.158	11.046
Activos intagibles distintos a la plusvalia	149.412	217.057	(18.971)
Activos financieros	1.126	502	(445)
Inversiones en controladas	(163.634)	(55.627)	(39.796)
Cuentas por cobrar empleados	560	542	375
Cuotas partes pensionales	6.316	5.600	-
Inventarios	(1.218)	2.276	3.885
Propiedad, planta y equipos	(1.686.971)	(1.100.219)	(452.563)
Propiedadades de inversión	(35.733)	(35.637)	(35.372)
Otros activos no financieros	299	(2.940)	2.482
Cuentas por pagar	(1.333)	954	713
Facturas pendientes de recibir	7.885	6.066	5.567
Deuda pasiva	(4.277)	(3.669)	(3.245)
Contratos Leasing Adquisiciones y reparaciones	3.828	3.984	2.889
Prestaciones sociales	173	302	267
Pasivos por impuestos	1.726	1.568	1.292
Provisiones	50.597	45.659	46.664
Otros pasivos	-	(164)	-
Otros pasivos financieros	6.664	633	397
Beneficios a empleados	12.105	12.246	12.231
Cálculo actuarial pensiones	3.799	10.168	11.004
Desamantelamiento de activos	2.367	277	(1.489)
Pérdidas fiscales	174.612	78.081	28.132
Total	$ (1.445.542)	$ (788.480)	$ (416.015)

Los años gravables 2013, 2012 y 2011 no han sido objeto de fiscalización y están abiertos para revisión de las autoridades fiscales, la declaración de renta del año 2015 deberá presentarse en abril del 2016.

El ordenamiento tributario de Colombia no establece fechas de vencimientos sobre las pérdidas fiscales.

Precios de trasferencia - En la medida en que las Empresas Colombianas realizan operaciones con compañías vinculadas al exterior, se encuentra sujeta a las regulaciones, que con respecto a precios de transferencia, fueron introducidas en Colombia con las leyes 788 de 2002 y 863 de 2003. Por tal razón, la Empresa realizó un estudio técnico sobre las operaciones efectuadas durante el 2014 concluyendo que no existen condiciones para afectar el impuesto de renta de ese año.

A la fecha, la Empresa no ha completado el estudio técnico por las operaciones realizadas con vinculados del exterior durante el período 2015; sin embargo, la administración ha revisado y considera que las operaciones tuvieron un comportamiento similar a las realizadas durante el año 2014, por lo cual se considera que no existirá un impacto de importancia en la declaración del renta del periodo 2015.

25. OTROS PASIVOS

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Otras cuentas por pagar	$ 396.224	$ 289.893	$ 261.558
Ingresos recibidos por anticipados	113.961	35.487	9.565
Depositos recibidos por terceros	68.581	50.960	35.221
Ingresos recibidos para terceros	25.362	18.256	16.401
	$ 604.128	$ 394.596	$ 322.745
Corriente	$ 239.047	$ 118.604	$ 81.014
No corriente	365.081	275.992	241.731
	$ 604.128	$ 394.596	$ 322.745

26. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

a. ***Administración del riesgo de capital*** - La Empresa administra su capital para asegurar que estará en capacidad de continuar como negocio en marcha mientras que maximizan el rendimiento a sus accionistas a través de la optimización de los saldos de deuda y capital.

La estructura de capital consiste en la deuda neta (los préstamos compensados por saldos de efectivo y bancos) y el capital de la Entidad (compuesto por capital social emitido, reservas y utilidades acumuladas.

La Junta Directiva de la Empresa revisa la estructura de capital de la Entidad sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, considera que el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital. El índice de endeudamiento especificado de 32% - 80% determinado como la proporción de la deuda neta y el capital. El índice de endeudamiento al 31 de diciembre de 2015 de 79,92%.

Índice de endeudamiento - El índice de endeudamiento del periodo sobre el que se informa es el siguiente:

(Millones de COP)

	2015	2014 31 de diciembre	1 de enero 2014
Deuda (i)	$ 8.914.862	$ 7.239.089	$ 4.307.642
Efectivo y equivalentes	872.430	1.603.944	1.289.587
Deuda neta	$ 8.042.432	$ 5.635.145	$ 3.018.055
Capital contable (ii)	$ 10.063.583	$ 8.529.761	$ 9.558.269
Índice de deuda neta a capital contable	79,92%	66,06%	31,58%

(i) La deuda se define como préstamos a largo y corto plazo (excluyendo los derivados y los contratos de garantía financiera).

(ii) El capital contable incluye todas las reservas y el capital social de la Entidad que son administrados como capital.

b. ***Categorías de instrumentos financieros***

(Millones de COP)

Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo	$ 872.430	$ 1.603.944	$ 1.289.587
Activos financieros	677.100	600.845	769.388
Cuentas por cobrar	663.457	474.702	332.590
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	205.233	842.887	180.047
Pasivos			
Pasivos financieros	8.914.862	7.239.089	4.307.642
Cuentas por pagar	767.438	1.352.009	231.479
Cuentes por pagar a partes relacionadas	5.937	8.284	7.058

c. ***Objetivos de la administración del riesgo financiero*** - De forma continua se monitorea la exposición a los riesgos financieros, donde se analizan las exposiciones netas y la magnitud de los mismos, con el objetivo de gestionarlos de manera oportuna.

Como parte del sistema de administración de riesgos, evalúa diferentes estrategias de mitigación, dentro de las cuales se encuentran tanto coberturas naturales como coberturas financieras. En el uso de coberturas financieras busca minimizar los efectos de estos riesgos mediante el uso de instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición al riesgo, debidamente aprobados por la Junta Directiva, ente de control máximo que aprueba los lineamientos sobre los que se rige la administración de riesgos financieros.

d. ***Administración del riesgo cambiario*** - La Empresa realiza transacciones denominadas en moneda extranjera, por lo que se encuentra expuesto al riesgo de tasa de cambio, el cual se gestiona mediante la evaluación y ejecución de coberturas naturales y/o financieras.

Análisis de sensibilidad de moneda extranjera - A continuación se presenta el análisis de sensibilidad asumiendo una variación del peso colombiano por efecto en el movimiento de la tasa representativa del mercado TRM, cifras en millones de Pesos:

	Variación tasa de cambio	Impacto Potencial en el Estado de Resultados Integral (+/-)
		COP/MM
2015	1%	10.891,41
	5%	54.457,04
2014	1%	6.834,43
	5%	34.172,15

Derivados financieros de moneda extranjera - La Empresa busca minimizar los efectos del riesgo de tasa de cambio mediante el uso de instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición, por lo cual cierra coberturas de corto plazo y de largo plazo que se consideren pertinentes.

Para realizar las coberturas se monitorea y actualiza de forma permanente cambios en las variables operacionales, de mercado y la evolución de las cuentas contables de la entidad, para asegurar que la estrategia de cobertura este acorde a la realidad de la Empresa y de las condiciones de mercado. De igual forma la Empresa realiza coberturas para cubrir el riesgo de tipo de cambio que surge de transacciones futuras.

Con corte al 31 de diciembre de 2015, la Empresa contaba con las siguientes coberturas de tasa de cambio vigentes, a continuación se remite el valor razonable:

Cobertura financiera de flujo de caja de un activo en Reales Brasileños por 105 MM BRL:

Fecha de corte	Mark to Market Millones de Pesos
31-dic-15	7.585,80

De igual forma, se tiene vigente el swap de tasa de cambio sobre un nominal de 200 MM USD y opposite swap sobre un nominal de 310 MM USD con vencimiento al 2017, a continuación se remite la información el MTM a corte 31 de diciembre de 2015:

Fecha de corte	Mark to Market Miles de USD	Equivalente en Millones de Pesos
31-dic-15	(107.949,47)	(339.983,61)

Adicionalmente, se realizaron coberturas de la exposición cambiaria de corto plazo al Sol Peruano de manera mensual, por un nominal de 20 MM USD.

e. ***Administración del riesgo de tasas de interés*** - La Empresa está expuesta al riesgo de tasa de interés, originado en la obtención de deuda a tasa variable, sin embargo la mayor proporción de deuda se mantiene a tasa fija y se realiza permanente monitoreo a las variables de mercado, con el objetivo de implementar de manera oportuna estrategias de mitigación de riesgo.

Análisis de sensibilidad para las tasas de interés - Con corte a 31 de diciembre de 2015, GEB cuenta con el 66% de su deuda a tasa fija, es decir el 34% de su deuda total se encuentra a tasa variable. A continuación, se presenta el impacto potencial a un año en GEB por un cambio en 100 pbs en las tasas de interés:

Variación en la tasa de interés	Impacto potencial en el Estado de Resultados Integral (+/-) Miles de USD	Equivalente en Millones de pesos
100 pbs	3.090,71	9.734,11

f. ***Otros riesgos***

Riesgo de precios - Las empresas de transporte y distribución de gas, siendo negocios regulados, sus precios de ventas son establecidos directamente por el Gobierno a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) por períodos determinados; por lo anterior, no existen riesgos de fluctuación. Los cambios de precios se generan en los tiempos calculados por la CREG quien define la metodología y las variables que se incluirán en el cálculo respectivo.

g. ***Administración del riesgo de crédito*** - El riesgo de crédito es la posibilidad de que una contraparte incumpla sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Empresa.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, la Empresa cuenta con la metodología para la asignación de cupos de contraparte, en la cual se realiza una valoración a cada una según su naturaleza, garantizando que se opere únicamente con aquellas que demuestren a lo largo del tiempo estabilidad y solvencia.

El detalle de los activos financieros sujetos a riesgo de crédito se muestra a continuación:

	2015	31 de diciembre	1 de enero
Activos			
Efectivo y equivalentes de efectivo	$ 872.430	$ 1.603.944	$ 1.289.587
Activos financieros	677.100	600.845	769.388
Cuentas por cobrar	663.457	474.702	332.590
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	205.233	842.887	180.047

h. ***Administración del riesgo de liquidez*** - La Junta Directiva de la Empresa tiene la responsabilidad final de mitigar el riesgo de liquidez y ha establecido un marco apropiado para gestión. La Empresa administra este riesgo manteniendo reservas adecuadas, facilidades bancarias para la obtención de créditos, vigilancia continua de los flujos de efectivo proyectados y reales, y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros. Los cupos de crédito de la Empresa de corto plazo ascienden hasta COP 2,7 billones, con plazos hasta de 10 años.

Tablas de riesgo de interés y liquidez - Las siguientes tablas detallan los pasivos financieros no derivados proyectados con periodos de pago acordados. Las tablas han sido diseñadas con base en los flujos de efectivo no descontados de los pasivos financieros con base en la fecha más reciente en la cual las empresas del GEB deberán hacer pagos. Incluyen tanto los flujos de efectivo de intereses como de capital. En la medida en que los intereses sean a tasa variable, el importe no descontado se deriva de las curvas en la tasa de interés al final del periodo sobre el que se informa.

Millones de COP	Tasa de interés efectiva promedio ponderada %	Menos de 1 mes	Más de 1 a 3 meses	Más de 3 meses a 1 año	Más de 1 año a 5 años	Más de 5 años	Total
31 de diciembre de 2015							
Cuentas por pagar y otros pasivos	-	$ 251.403	$ 516.150	$ 604.013	-	-	$ 1.371.566
Pasivo por arrendamiento financiero	8,97%	$ 142,18	$ 316,47	$ 2073,41	$ 15.025	$ -	$ 17.557
Instrumentos a tasa de interés variable	3,26%	2.030	8.745	118.066	1.732.165	11.392	1.872.398
Instrumentos a tasa de interés Fija	5,39%	575	67.556	230.417	2.485.819	4.351.728	7.136.095
31 de diciembre de 2014							
Cuentas por pagar y otros pasivos	-	$ 213.668	$ 374.185	$ 1.158.752	-	-	$ 1.746.605
Pasivo por arrendamiento financiero	8,09%	$ 141	$ 428	$ 2.385	$ 10.142	$ 6.531	$ 19.627

Millones de COP	Tasa de interés efectiva promedio ponderada %	Menos de 1 mes	Más de 1 a 3 meses	Más de 3 meses a 1 año	Más de 1 año a 5 años	Más de 5 años	Total
Instrumentos a tasa de interés variable	3,17%	715,33	1.601,12	107.912,99	1.896.455	13.379	2.020.063
Instrumentos a tasa de interés Fija	5,34%	417	51.310	185.802	1.044.719	4.753.761	6.036.009

Los importes representan las cuentas por pagar de los contratos cuyos vencimientos están en su orden dentro del flujo de caja siendo los máximos que la Empresa podría estar forzado a liquidar bajo los acuerdos del importe total garantizado de acuerdo a su vencimiento.

Este estimado está sujeto a cambio, dependiendo de la probabilidad que el flujo y /o la variación de las variables que favorezcan la finalización por anticipado de alguno de los contratos.

i. ***Valor razonable de los instrumentos financieros*** - Esta nota proporciona información acerca de cómo GEB determina los valores razonables de los distintos activos y pasivos financieros.

Valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Entidad que se miden valor razonable sobre una base recurrente - Algunos de los activos y pasivos financieros de GEB se valúan a su valor razonable al cierre de cada ejercicio. La siguiente tabla proporciona información sobre cómo se determinan los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros (en particular, la técnica de valuación (s) y los datos de entrada utilizados).

Activos /pasivos financieros	Valor razonable (Millones de COP) 31/12/15	31/12/14	Jerarquía del valor razonable	Técnica (s) de valuación y datos de entrada principales
1) Contratos forward de divisas	$ 7.586	-	Nivel 2	Para los instrumentos financieros derivados Forward: Los flujos se proyectan con la curva forward (mediante diferencial de tasas), y posteriormente son descontados con la curva implícita de la respectiva moneda.
2) Activos financieros no derivados mantenidos para la venta	$ 374.133	$ 367.274	Nivel 1	Precios de cotización de oferta en un mercado activo.

Durante el año no hubo transferencias entre el nivel 1 y 2.

Valor razonable de los activos y pasivos financieros que no se valúan a valor razonable en forma constante (pero se requieren revelaciones del valor razonable) - Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la administración considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros, se aproxima a su valor razonable:

	2015		2014	
	Valor en libros	**Valor razonable**	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Activos financieros				
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	$ 35.953	$ 44.946	$ 29.381	$ 35.683
Inversiones al vencimiento	281.041	281.584	227.261	226.985
Total	$ 316.994	$ 326.530	$ 256.642	$ 262.668
Pasivos financieros				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija	$ 5.716.582	$ 5.869.434	$ 4.341.630	$ 4.568.802
Préstamos de otras entidades	2.514.113	2.520.870	2.513.372	2.530.607
Total	$ 8.230.695	$ 8.390.304	$ 6.855.002	$ 7.099.409

	Jerarquía del valor razonable al 31 de diciembre de 2015			
	Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos financieros				
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	$ -	$ -	$ 44.946	$ 44.946
Inversiones al vencimiento	281.584	-	-	281.584
Total	$ 281.584	$ -	$ 44.946	$ 326.530
Pasivos financieros				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija	$ 5.869.434	$ -	$ -	$ 5.869.434
Préstamos de otras entidades	2.520.870	-	-	2.520.870
Total	$ 8.390.304	$ -	$ -	$ 8.390.304

	Jerarquía del valor razonable al 31 de diciembre de 2014			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros				
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	$ -	$ -	$ 35.683	$ 35.683
Inversiones al vencimiento	226.985	-	-	226.985
Total	$ 226.985	$ -	$ 35.683	$ 262.668
Pasivos financieros				
Préstamos bancarios a tasa de interés fija	$ 4.568.802	$ -	$ -	$ 4.568.802
Préstamos de otras entidades	2.530.607	-	-	2.530.607
Total	$ 7.099.409	$ -	$ -	$ 7.099.409

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros incluidos en las categorías nivel 3 mencionadas anteriormente fueron determinadas de acuerdo con modelos de valuación generalmente aceptados en base a un análisis de descuento de interés a tasa de mercado.

27. PATRIMONIO

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 2015 y 2014, distribuidas así:

	Acciones	%
Bogotá Distrito Capital	$ 7.003.161.430	76.277382
Ecopetrol S.A.	631.098.000	6.873824
Otros	1.546.917.587	16.848794
	$ 9.181.177.017	100.00

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.

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 eposición 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 Acta 71 del 6 de julio de Asamblea General de Accionista se resolvió liberar reservas ocasionales (proyectos de expansión) con el fin de decretar dividendos extraordinarios por acción en circulación por $ 458.852.

Para el año 2014 y 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

28. COSTO DE VENTA

	2015	2014
Generales (1)	$ 1.701.292	$ 1.367.329
Depreciaciones	256.275	187.924
Servicios personales	151.812	125.752
Amortizaciones	91.314	77.054
Impuestos	44.077	18.719
Constribuciones y tasas	21.122	12.608
Servicios públicos	18.650	10.083
Contribuciones y aportes	13.333	14.904
Provisiones	9.440	3.505
	$ 2.307.315	$ 1.817.878

(1) Generales

	2015	2014
Honorarios	$ 1.068.829	$ 759.207
Instalacion, mantenimiento y transporte	248.535	304.825
Operativos	237.707	211.321
Publicitarios	5.879	4.756
Otros	140.342	87.220
	$ 1.701.292	$ 1.367.329

29. GASTOS ADMINISTRATIVOS

Impuestos, contribuciones y tasas	$ 46.460	$ 36.061
Generales	26.421	31.778
Servicios personales	24.765	23.254
Contribuciones y aportes	4.367	5.563
Depreciaciones	4.311	4.613
Provisiones	3.617	9.304
Amortizaciones	1.166	581
	$ 111.107	$ 111.154

30. OTROS INGRESOS (GASTOS)

Donaciones	$ 6.745	$ 2.515
Impuestos asumidos	5.851	477
Costo de venta eebis guatemala	536	1.358
Honorarios, comisiones y servicios	(65)	-
Venta de propiedad planta y equipo u otros activos	(467)	(52)
Indemnizaciones	(1.620)	(800)
Arrendamientos	(6.212)	(5.261)
Honorarios, comisiones y servicios	(9.323)	(377)
Actividades de ingenieria	(12.437)	(6.916)
Recuperaciones de provisiones, costos y gastos	(16.566)	(8.499)
Cobros a clientes - Intereses	(24.345)	(9.812)
Otros extraordinarios	(11.769)	-
	$ 69.672	$ 27.367

31. INGRESOS FINANCIEROS

	2015	2014
Intereses	$ 64.534	$ 60.732
Dividendos	17.286	47.370
Utilidad en valoracion de operación de cobertura	13.735	72.958
Utilidad en valoracion de Inversiones	9.949	4.163
Otros	2.439	832
Intereses prestamos vinculados	304	201
	$ 108.247	$ 186.256

32. GASTOS FINANCIEROS

Intereses	$ 429.889	$ 298.372
Comisiones	12.179	2.436
Pérdida en valoracion de operación de cobertura	18.870	74.164
	$ 460.938	$ 374.972

33. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos y transacciones entre la compañia y sus subsidiarias, las cuales son partes relacionadas, han sido eliminados en la consolidación y no se revelan en esta nota. Más adelante se detallan las transacciones entre la entidad y otras partes relacionadas.

Transacciones comerciales – Durante el año las entidades del grupo realizaron las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas que no son miembros de la compañía:

	Ingresos		Ingresos por dividendos:		Costos y gastos:	
	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2015	31 de diciembre de 2014
Codensa S.A. E.S.P.	$ 2.731	$ 2.403	$ 41.040	$ 460.699	$ 12.491	$ 12.028
Emgesa S.A. E.S.P.	4.517	4.172	97.751	822.548	17.793	11.321
Gas Natural S.A. E.S.P.	18.689	12.595	10.005	119.877	-	102
Promigas S.A. E.S.P.	-	-	-	-	455	708
Red de Energia del Per	-	-	27.821	11.166	-	-
Electrrificadora del Meta - EMSA	-	-	6.802	6.793	-	-
	$ 25.937	$ 19.170	$ 183.419	$ 1.421.083	$ 30.739	$ 24.159

Los siguientes saldos se encontraban pendientes al final del periodo sobre el que se informa:

	Importes adeudados por partes relacionadas			Importes adeudados a partes relacionadas		
	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014	31 de diciembre 2015	31 de diciembre 2014	1 de enero 2014
Codensa S.A. E.S.P.	$ 49.909	$ 293.124	$ 69.498	$ 2.047	$ 1.506	$ 1.243
Emgesa S.A. E.S.P.	93.899	537.168	101.401	1.805	1.855	4.242
Gas Natural S.A. E.S.P.	18.689	12.595	9.148	-	-	-
Gebras	42.735	-	-	-	-	-
Promigas	-	-	-	-	4.215	1.514
Otros	-	-	-	2.085	708	59
	$ 205.233	$ 842.887	$ 180.047	$ 5.937	$ 8.284	$ 7.058

Compensación del personal clave de la administración - La compensación a la administración y otros miembros clave de la administración durante el año fue la siguiente:

	2015	2014
Beneficios a corto plazo	$ 31.933	$ 24.125
Beneficios posteriores al retiro	-	-
Otros beneficios a largo plazo	67	44
Pagos con base en acciones	(552)	3.255
Beneficios terminados	-	-
	$ 31.448	$ 27.424

La compensación de la administración y ejecutivos clave es determinada por el comité de compensación con base en el rendimiento de los individuos y las tendencias del mercado.

34. COMPROMISOS

	2015	2014	
		31 de diciembre	1 de enero
Compromisos para la adquisición de propiedad, planta y equipo	$ 16.033	$ 1.917	$ 759

35. CONTRATOS DE ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

La Entidad como arrendatario

Contratos de arrendamiento - Los arrendamientos operativos se relacionan con arrendamientos de inmuebles cuyos periodos de arrendamiento son de 1 a 5 años. Todos los contratos de arrendamiento operativo contienen cláusulas de revisión de rentas de mercado en caso de que el arrendatario ejerza su opción de renovar.

Pagos reconocidos como gastos

	2015	2014
Pagos mínimos de arrendamiento	$ 21.866	$ 19.076
	$ 21.866	$ 19.076

Compromisos de arrendamientos operativos no cancelables

1 año o menos	$ 7.699	$ 10.103
Más de 1 a 5 años	44.558	34.404
Más de 5 años	14.214	14.544
	$ 66.471	$ 59.051

Pasivos reconocidos relacionados con arrendamientos operativos no cancelables

Contratos de arrendamiento de carácter oneroso		
A corto plazo	$ 164	$ 46
	$ 164	$ 46

La Entidad como arrendador

Contratos de arrendamiento - Los arrendamientos operativos son relativos a bienes inmuebles poseídos por la Entidad con plazos de arrendamiento entre 1 y 5 años. Todos los contratos de arrendamiento operativo contienen cláusulas de revisión de rentas de mercado en caso de que el arrendatario ejerza su opción de renovar. El arrendatario no tiene opción de comprar la propiedad a la fecha de expiración del periodo de arrendamiento.

Los ingresos por renta de propiedades obtenidos por la Entidad de sus propiedades de inversión, las cuales son todas arrendadas bajo arrendamientos operativos, ascendieron a $ 6.212 y $ 5.261 en 2015 y 2014. Los gastos operativos directos que surgen de las propiedades de inversión en el periodo ascendieron a $ 887 y $ 820 en 2015 y 2014.

Cuentas por cobrar relacionadas con arrendamientos operativos no cancelables

	2015	2014
1 año o menos	$ 647	$ 7.328
Más de 1 a 5 años	265	-
	$ 912	$ 7.328

36. PASIVOS CONTINGENTES Y ACTIVOS CONTINGENTES

Pasivos contingentes -

Pasivos Contingentes

	2015	2014 31 de diciembre	2014 1 de enero
Litigios	$ 121.408	$ 48.418	$ 41.391

Gastos y pasivos ambientales - Los gastos medioambientales que se relacionan con los ingresos actuales o futuras se registran como gasto o capitalizan en su caso. Los gastos que se relacionan con una condición existente causada por las operaciones pasadas y que no contribuyen a las ganancias actuales o futuras se llevan a resultados

Los pasivos por costos ambientales se reconocen cuando una limpieza es probable y los costos asociados se pueden estimar de forma fiable. En general, el momento del reconocimiento de estas disposiciones coincide con el compromiso de un plan formal de acción o si es anterior, sobre las cesiones o en el cierre de los sitios inactivos.

El importe reconocido es la mejor estimación del desembolso necesario. Si el efecto del valor temporal del dinero es significativo, el importe reconocido es el valor presente de los gastos futuros estimados.

A continuación, se presenta una descripción de los principales procesos legales que están en proceso en contra de la Empresa:

- *Acción de grupo de Muña.* En el año 2001 se presentó una acción de grupo por los habitantes de Sibaté contra EEB, EMGESA y la CAR donde se pretende que se indemnice por los supuestos daños ambientales causados por la contaminación el embalse de Muña. EEB y EMGESA han advertido que la contaminación no se debe por causa de la generación de energía eléctrica. No se conoce el monto de la eventual responsabilidad de EEB. La pretensión de cada demandante (3.240) es de 200 smmlv.

Actualmente cursa en el Juzgado 5 administrativo del circuito de Bogotá (Expediente 2011-096).

- *Acción popular de muña (Río Bogotá).* 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 rio Bogotá, por lo cual se aceptó que estos procesos fueron acumulados con otros de similar naturaleza.

  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.

  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.

  El consejo de Estado dictó sentencia de segunda instancia el 28 de marzo de 2014 donde dijo que EEB no era contaminante y ordenó lo siguiente:

  4.31 "*ORDÉNASE A EMGESA O QUIEN HAGA SUS VECES Y A LA CAR EN COORDINACIÓN CON EMPRESA ENERGÍA BOGOTÁ de manera inmediata la realización de todas y cada una de las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado, disposición de lodos, operación y mantenimiento del sistema de aireación, cosechas y disposición de buchón, entre otros) de acuerdo con lo dispuesto en la parte motiva de esta decisión*"

"... La coordinación a que se refiere la sentencia deviene del vínculo que existe entre la Empresa de Energía de Bogotá -EEB y EMGESA en virtud de la concesión otorgada a ésta para la generación de energía y por ello, la coordinación con la CAR para la realización de actividades atinentes al Embalse del Muña, deben surgir como acuerdos de entendimiento y cooperación, como se han venido elaborando entre EMGESA y la CAR con miras a promover el uso racional y eficiente de los recursos naturales, así como estimular la formación de una cultura de respeto y preservación del medio ambiente, particularmente en las zonas de influencia de Emgesa...

Actualmente se desarrollan audiencias de verificación en el Tribunal Administrativo de Cundinamarca (MP. Nelly Yolanda Villamizar)

Provisiones - Al 31 de diciembre de 2015 y con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios, se han provisionado $121.408 ($48.418 al 31 de diciembre de 2014 y $41.391 al 31 de diciembre de 2013) 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 presenta una descripción de los principales procesos legales que están en proceso en contra de la Empresa:

Proceso de arbitraje instaurado en contra de Contugas y EBB - El 29 de julio de 2014, EEB fue notificada de una solicitud de arbitraje promovida por el Consorcio GyM-Conciviles en contra de Contugas y EEB, ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI), relacionada con el 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.

La Demandante estima sus pretensiones de manera preliminar en una suma no menor a US$ 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. EEB planteó una objeción jurisdiccional contra su inclusión en este proceso arbitral, la cual será resuelta por el Tribunal Arbitral.

Considerando la etapa en la cual se encuentra el proceso de arbitraje y que no se ha resuelto la objeción jurisdiccional de EEB, no se tienen suficientes elementos de juicio para calificar y valorar una posible contingencia para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

Con sustento en las razones expuestas y en la información disponible al momento de emitir la presente opinión, este proceso se revela y se califica como "pasivo contingente".

Provisiones por beneficios complementarios - La Empresa ha reconocido al 31 de diciembre como otras provisiones las derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por $29.338 ($31.636 al 31 de diciembre de 2014) y ($35.600 al 1 de enero de 2014, en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones. Esta obligación es actualizada con base en cálculos actuariales elaborados por un actuario independiente.

Otras 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.

Acciones populares y de grupo - A la fecha se encuentran en curso las siguientes acciones populares y de grupo, las cuales son de difícil cuantificación dada su naturaleza jurídica, razón por la cual están calificadas como pasivo contingente:

- En el Juzgado 5 Administrativo del Circuito de Bogotá se tramita la acción de grupo en la que actúan como accionantes Orlando Enrique Guaqueta, Miguel Ángel Chávez otros. (Muña) la pretensión de los actores asciende a la suma de 200 salarios mínimos mensuales legales vigentes por cada uno de los 3240 actores. Lo anterior con el fin de revelar la información como un pasivo contingente (Expediente 2011-096).

- En el Juzgado 1 Administrativo del Circuito de Zipaquirá cursa la acción popular en la que actúa como accionante Helga Adriana Knepper, cuya pretensión es que se declare que EMGESA, EEB, y los municipios de Gachalá y Gama reparen la vía que comunica dichos municipios (Expediente 2014-551).

- En el Tribunal Administrativo de Nariño cursa la acción popular en la que actúa como accionante Alfredo Cano Córdoba, cuya pretensión es que se ordene disponer el traslado inmediato de las redes de transmisión eléctrica que cruzan el corregimiento de cabrera del municipio de Pasto, Nariño y las que afectan igualmente a las zonas contiguas del municipio de pasto y que para las nuevas instalaciones, EEB deberá socializar su trabajo observando todas las exigencias legales necesarias para evitar futuros daños, indicando la respectiva licencia ambiental expedida por la ANLA (Expediente 2015-198).

- En el Tribunal Administrativo de Quindío cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Quindío, cuya pretensión es que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2014-222).

- En el Tribunal Administrativo de Risaralda cursa la acción popular en la que actúa como accionante la Defensoría del Pueblo Regional de Risaralda, cuya pretensión es

que se ordene la suspensión del proyecto UPME 05-2009 (Armenia) ya que consideran vulnerados los derechos colectivos al medio ambiente, la moralidad administrativa, la existencia del equilibrio ecológico, entre otros. (Expediente 2015-038). En primera instancia se desvinculó a EEB de la acción y se encuentra en apelación ante el Consejo de Estado.

- En el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón (Huila) cursa proceso de expropiación de EMGESA contra el INCODER y vincularon a la EEB por poseer infraestructura de energía eléctrica. (Expediente 2014-008700).

- En el Juzgado 4 Administrativo Oral de Descongestión de Pereira – Risaralda cursa la acción de grupo en la que actúa como accionante la señora Magnolia Salazar de Sánchez y otros, cuya pretensión es que se declare que la empresa es responsable de los perjuicios al medio ambiente y patrimoniales (desvalorización del predio-minusvalía y valor comercial del área de servidumbre) sufrido por cada uno de los miembros del grupo con ocasión de la valoración "arbitraria e injusta" de los perjuicios generados con la imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica - proyecto UPME 05-2009 (Expediente 2015-307).

37. SEGMENTOS DE INFORMACIÓN

Productos y servicios de cuyos segmentos a informar se derivan ingresos - Los principales segmentos identificados para el Grupo Energía de Bogotá de acuerdo con los requerimientos de información de la administración y de acuerdo con la NIIF 8 son:

Actividades Ordinarias	- Transmisión de Electricidad
	- Transporte de Gas Natural
	- Distribución de Electricidad
	- Distribución de Gas Natural
	- Otras actividades y servicios

- Transmisión de Electricidad: Servicio de transporte de energía eléctrica por redes de alta tensión, más los servicios de conexión al Sistema de Transmisión Nacional y de coordinación, control y supervisión de la operación de los activos de transmisión.

- Transporte de Gas Natural: Servicio de transporte de gas mediante ductos hacia las ciudades para su consumo domiciliario, industrial o vehicular.

- Distribución de electricidad: Servicio suministro de energía desde una subestación de distribución hasta los usuarios, cubriendo el mercado residencial, comercial e industrial.

- Distribución de Gas Natural: Servicio suministro de Gas Natural para ser distribuido desde una subestación de distribución a través de redes, entregando el gas a cada uno de los usuarios, cubriendo el mercado residencial, comercial, industrial y vehicular

- Otras actividades y servicios: Incluye servicios de ingeniería, arrendamientos y actividades conexas a los servicios relacionados con electricidad y gas natural.

La información sobre los segmentos a informar de la Entidad se presenta a continuación:

Ingresos y resultados por segmento - Se presenta un análisis de los ingresos y resultados de las operaciones continuas por segmento a informar:

	Ingresos por segmento		Utilidades por segmento	
	2015	2014	2015	2015
Transmisión de Electricidad	$ 195.717	$ 124.193	$ 90.836	$ 48.202
Transporte de Gas Natural	1.215.232	946.752	763.397	592.609
Distribución de Electricidad	359.248	316.078	39.563	38.352
Distribución de Gas Natural	1.649.413	1.211.193	218.499	101.175
Total Ingresos / Utilidad por segmento	$ 3.419.610	$ 2.598.216	$ 1.112.295	$ 780.338
Participación en el resultado de asociadas			$ 1.161.771	$ 998.394
Otras actividades y servicios			69.672	27.367
Ingresos financieros			108.247	186.256
Costos administrativos corporativos y salarios de la administración			(111.107)	(111.154)
Costos financieros			(772.753)	(632.841)
Resultado antes de impuestos a la utilidad			$ 1.568.125	$ 1.248.360

Los ingresos que se informan en los párrafos que anteceden representan los ingresos generados por prestación de servicios. No se registraron ventas entre segmentos en el año, ni en el anterior.

Las políticas contables de los segmentos sobre los que se informa son las mismas que las políticas contables de la Entidad descritas en la Nota 1. La utilidad por segmento representa la utilidad obtenida por cada segmento, sin la asignación de los costos administrativos corporativos y salarios de la administración, la participación en el resultado de asociadas, ingresos de inversiones, costos financieros y gasto de impuestos a la utilidad. Lo anterior representa la valuación que se informa al funcionario que toma las decisiones operativas para propósitos de distribución de los recursos y evaluación del rendimiento del segmento.

Información geográfica - El Grupo opera en tres áreas geográficas principales – Colombia, en donde se encuentra la casa matriz, Perú y Guatemala.

Los ingresos de las operaciones continúas del Grupo por su ubicación geográfica son los siguientes:

	Ingresos provenientes de clientes externos	
	2015	2014
Colombia	$ 1.784.955	$ 1.400.565
Perú	1.679.501	1.229.810
Guatemala	45.852	7.706
Otros	6.148	428
	$ 3.516.456	$ 2.638.509

38. ADOPCION POR PRIMERA VEZ

A continuación enunciaremos los principales ajustes y reclasificaciones de la transición a las NCIF que afectan el patrimonio al 1 de enero de 2014 (fecha de la transición de las NCIF) y al 31 de diciembre de 2014, y al resultado integral correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, que surgen de comparar las políticas contables aplicadas por la Empresa y sus subordinadas en la preparación de los estados financieros hasta el cierre del ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2014 y las políticas contables aplicadas por la Empresa en la preparación de los estados financieros a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2015 bajo NCIF.

Excepciones a la aplicación retroactiva de las NCIF

La Empresa aplicó la NIIF 1, Adopción Inicial de las Normas de Internacionales de Información Financiera, en su transición. La NIIF 1 generalmente requiere la aplicación retrospectiva de las normas e interpretaciones aplicables a la fecha del primer reporte. Sin embargo, NIIF 1 permite ciertas excepciones en la aplicación de algunas normas a los periodos anteriores, con el objeto de asistir a las Empresa en el proceso de transición.

Cálculo de estimaciones – Las estimaciones al 1 de enero de 2014 son consistentes con las estimaciones a esa misma fecha bajo PCGA anteriores, a menos que existiera evidencia de error en dichas estimaciones.

Exenciones a la aplicación retroactiva de las NCIF -

Costo atribuido - La NIIF 1 permite la opción de utilizar una revaluación según los PCGA anteriores de una partida de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión ya sea a la fecha de transición o anterior, como costo atribuido a la fecha de la revaluación, si esta fue a esa fecha sustancialmente comparable:

a) al valor razonable; o

b) al costo, o al costo depreciado según las NCIF

La Empresa midió sus partidas de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión a su valor razonable, y utilizar este valor razonable como el costo atribuido a la fecha de transición.

El valor razonable de los referidos activos fue medido mediante avalúo realizado por expertos externos independientes, determinando de esta forma nuevos valores iniciales. Del mismo modo, se revisaron y se determinaron nuevas vidas útiles remanentes y se asignaron valores residuales.

Diferencias de conversión acumuladas - La NIIF 1 le permite a la Empresa no cumplir con los requerimientos de la NIC 21, respecto de las diferencias de conversión acumuladas que existan a la fecha de transición a las NCIF. Por lo tanto al hacer uso de la exención las diferencias de conversión acumuladas de todos los negocios en el extranjero se consideran nulas en la fecha de transición a las NCIF.

La Empresa decidió utilizar esta exención por lo tanto a la fecha de transición las NCIF la diferencia en conversión se consideraron nulas.

Inversiones en asociadas - En la adopción por primera vez de las NCIF, permite la medición de las inversiones en asociadas al costo de acuerdo con la NIC 27, razón por la cual midió esa inversión en su estado de situación financiera separado de apertura conforme a las NCIF mediante uno de los siguientes importes:

i. el costo determinado de acuerdo con la NIC 27; o

ii. el costo atribuido. El costo atribuido de esa inversión será:

    i. el valor razonable en la fecha de transición a las NCIF de la entidad en sus estados financieros separados; o

    ii. el importe en libros en esa fecha según los PCGA anteriores.

La Empresa decidió utilizar esta exención por lo tanto a la fecha de transición a las NCIF las inversiones en asociadas fueron medidas a su importe en libros en esa fecha según los PCGA anteriores.

Pasivos por desmantelamiento incluidos en el costo de propiedad, planta y equipo - Una entidad que adopta por primera vez las NIIF no estará obligada a cumplir estos requerimientos por los cambios en estos pasivos que hayan ocurrido antes de la fecha de transición a las NIIF. Si una entidad que adopta por primera vez las NIIF utiliza esta excepción:

(a) medirá el pasivo en la fecha de transición a las NIIF de acuerdo con la NIC 37;

(b) En la medida en que el pasivo esté dentro del alcance de la CINIIF 1, estimará el importe que habría sido incluido en el costo del activo correspondiente cuando surgió el pasivo por primera vez, mediante el descuento del pasivo a esa fecha utilizando su mejor estimación

de la tasa de descuento histórico, ajustada por el riesgo, que habría sido aplicado para ese pasivo a lo largo del periodo correspondiente; y

(c) calculará la depreciación acumulada sobre ese importe, hasta la fecha de transición a las NIIF, sobre la base de la estimación actual de la vida útil del activo, utilizando la política de depreciación adoptada por la entidad conforme a las NIIF.

La Empresa decidió utlizar esta exención por lo que a la fecha de transición a las NIIF se midieron los pasivos por costos por desmantelamiento.

Conciliación del patrimonio de la Compañía al 31 de diciembre y 1 de enero de 2014

	2014	
	31 de diciembre	**1 de enero**
Patrimonio bajo PCGA anteriores	$ 8.599.274	$ 9.805.960
Propiedades, planta y equipo y propiedades de inversión (a)	122.300	131.835
Reconocimientos de arrendamientos financieros (b)	1.044	776
Desincorporación de activos (c)	(74.926)	(101.164)
Inversiones disponibles para la venta (d)	-	4.699
Cálculo actuarial (e)	(46.703)	(37.030)
Impuestos diferidos (f)	(663.831)	(312.809)
Valor neto realizable de inventarios (g)	(792)	10.787
Participación no controlada (h)	512.611	1.387.499
Otros (i)	(74.245)	(63.611)
Método de participación patrimonial (j)	(600.707)	-
Otro resultado integral (k)	1.210.500	-
Patrimonio de acuerdo a NCIF	$ 8.984.525	$ 10.826.942

Detalle de ajustes por conversión a NCIF

a) Costo atribuido de Propiedad, Planta y Equipo y Propiedades de Inversión: La Empresa ha optado en la fecha de apertura registrar sus elementos de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión a su valor razonable y usar estos montos como saldos de apertura de acuerdo a lo señalado por la NIIF 1, el estudio de inventario y valoración de los activos fue efectuado por la empresa Consultores Unidos S.A.

El costo histórico depreciado y valorado de acuerdo a PCGA Colombianos, fue cancelado originando un ajuste en conversión al 1° de enero de 2014 de $131.835.

b) Reconocimiento de activos bajo arrendamiento financiero: En la fecha de adopción la Empresa reconoció el valor de los activos y pasivos relacionados con contratos de arrendamientos financieros, que bajo normatividad Colombiana habían sido contabilizados como arrendamientos operativos, el efecto neto en el estado de situación financiera fue de $776 millones al 1° de enero de 2014.

c) Desincorporación de activos: la Empresa procedió con la desincorporación de algunas partidas Bajo los PCGA anteriores, que no cumplen con las definiciones establecidas por las NCIF para su registro, tales como estudios y proyectos, impuestos, compensaciones sociales, entre otros. Ajuste correspondiente a las diferencias surgidas en el metodo de participación de las asociadas partir de los saldos bajos NCIF.

d) Valor razonable de inversiones disponibles para la venta: Las participaciones minoritarias en ISA, ISAGEN, Nutresa, Banco Popular, Gensa, Electricaribe y Aguas de Bogotá fueron clasificados como instrumentos financieros disponibles para la venta, y su medición fue a valor razonable como se detalla:

Concepto	Valor colgaap	Ajuste conversion	Valor ifrs
Acciones ISA	$ 163.217	$ 4.659	$ 167.876
Acciones ISAGEN	223.851	(525)	223.326
Acciones Nutresa	6	-	6
Banco Popular	2.426	1.488	3.914
GENSA	122	(122)	-
ELECTRICARIBE	794	(794)	-
Aguas de Bogota	7	(7)	-
Totales	$ 390.423	$ 4.699	$ 395.122

e) Incremento en la obligación por beneficios definidos: La Empresa en la fecha de apertura procedió a través de expertos independientes con la medición de sus pasivos por beneficios definidos, el efecto se da por la variación de tasas de descuentos y otras premisas actuariales

f) Reconocimiento de impuestos diferidos: Bajo los PCGA anteriores, se registra como impuesto de renta diferido el efecto de las diferencias temporales entre libros e impuestos en el tratamiento de ciertas partidas por el método del ganancias y pérdidas, siempre que exista una expectativa razonable que tales diferencias se revertirán, es decir Las NCIF requieren el reconocimiento de impuestos diferidos usando el método de balance que está orientado al cálculo de las diferencias temporarias entre la base tributaria de un activo o un pasivo y su valor contable en el balance.

g) Efecto de reconocer el valor neto realizable de los inventarios a la fecha de adopción.

h) La Empresa en la fecha de adopción procedió con el reconocimiento de la participación no controlada de acuerdo al nuevo marco técnico contable.

i) Efecto del reconocimiento de la Empresa del costo amortizado de sus instrumentos financieros, y la revisión de las provisiones registradas bajo PCGA anteriores considerando lo dispuesto en la NIC 37.

j) Cálculo del metodo de participación patrimonial de las asociadas a partir de los patrimonio de las mismas bajo el nuevo marco técnico contable aplicable.

k) Corresponde al registro del otro resultado integral por los conceptos de Diferencia en conversión, valoración de instrumentos disponibles para la venta, ganancias o pérdidas en ORI de las compañias asociadas y las remidiciones actuariales.

Conciliación del resultado integral de la Compañía al 31 de diciembre de 2014

Resultado de acuerdo a PCGA anteriores	$	980.855
Propiedades, planta y equipo y propiedades de inversión (a)		9.535
Reconocimientos de arrendamientos financieros (b)		268
Desincorporación de activos (c)		(26.238)
Cálculo actuarial (d)		(9.673)
Impuestos diferidos (e)		351.022
Valor neto realizable de inventarios (f)		(11.579)
Participación no controlada (g)		82.733
Método de participación patrimonial (h)		(529.765)
Otros (i)		10.634
Otro resultado integral (j)		1.210.500
Resultado de acuerdo a NIIF 31-12-2014	$	2.068.292

Detalle de ajustes por conversión a NCIF

(a) Menor gasto de depreciación debido al cambio de las vidas útiles según NCIF, así como el efecto de las ventas y bajas de los elementos de propiedades plantas y equipos considerando que los costos son diferente.

(b) Efecto de depreciación de los activos que fuerón reconocidos como arrendamientos fiananceros según NCIF, así mismo se incuye la eliminación del gasto de arredamientos del resultado.

(c) Efecto de eliminación de la amortización de las partidas de activos que fueron desincorparadas en el balance de apertura bajo NCIF.

(d) Efecto de las nuevas mediciones de los beneficios definidos que impactan el estado de resultado y el estudio de las provisiones mantenidas bajo PCGA anteriores que fueron actualizadas de acuerdo al nuevo marco técnico contable.

(e) Ajuste en resultados por el nuevo cálculo del impuesto diferidos bajo las bases contables NCIF

(f) Revisión de la valoración de inventarios.

(g) La Empresa en la fecha de adopción procedió con el reconocimiento de la participación no controlada de acuerdo al nuevo marco técnico contable.

(h) Cálculo del metodo de participación patrimonial de las asociadas a partir de los patrimonio de las mismas bajo el nuevo marco técnico contable aplicable.

(i) Efecto del reconocimiento de la Empresa del costo amortizado de sus instrumentos financieros, y la revisión de las provisiones registradas bajo PCGA anteriores considerando lo dispuesto en la NIC 37

(j) Efecto en el otro resultado integral por las nuevas mediciones del cálculo actuarial, diferencia en conversión de las subordinadasa del exterior, registro del valor razonable de las inversiones disponibles para la venta y registro de las ganancias y pérdidas en ORI por sus asociadas.

Ajustes significativos en el estado de flujos de efectivo por el año terminado el 31 de diciembre de 2014

	PCGA Colombianos	Ajuste por adopción	Bajo NCIF
Flujos de efectivo provenientes de (utilidades en) actividades de operación	$ 1.702.543	$ 365.818	$ 2.068.361
Flujos de efectivo provenientes de (utilidades en) actividades de inversión	(1.706.542)	846.364	(860.178)
Flujos de efectivo provenientes de actividades de financiamiento	177.797	(861.016)	(683.219)
Incremento (disminución) neto en efectivo y equivalentes de efectivo	173.798	351.166	524.964
Efectos de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	-	(210.607)	(210.607)
Saldo al comienzo del año	1.284.129	(2.573.716)	(1.289.587)
Saldo al final del año	$ 1.457.927	$ 146.017	$ 1.603.944

Las NCIF permiten seleccionar la clasificación de los flujos de efectivo. La Empresa clasificó los flujos de efectivo provenientes de inversión considerando que son retornos sobre las inversiones tenidas durante el año 2014. De igual forma efectúo un analisis sobre la clasificación de las saldos provenientes de sus partes relacionadas con el fin de clasificarlas como actividades de inversión o de financiación y reflejó el efecto de la variación en el tipo de cambio sobre los efectivo y equivalente de efectivo.

39. HECHOS POSTERIORES AL PERIODO DE REPORTE

Mediante Acta de Junta Directiva N° 1548 del 28 de enero de 2016, la Empresa decidió efectuar la venta de su participación en ISAGEN. A la fecha de este informe la Gerencia se encuentra en los trámites relacionados a dicho proceso.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

Certificación a los Estados Financieros

Declaramos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en los estados financieros de la "**EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.**" finalizados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los cuales se han tomado fielmente de libros. Por lo tanto:

- Los activos y pasivos de la Empresa existen en la fecha de corte y las transacciones registradas se han realizado durante el periodo.
- Los activos representan probables beneficios económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables sacrificios económicos futuros (obligaciones), obtenidos o a cargo de "la Compañía" en la fecha de corte.
- Todos los elementos han sido reconocidos como importes apropiados.
- Los hechos económicos han sido correctamente clasificados, descritos y revelados.

Asimismo, los Estados Financieros han sido autorizados para su divulgación por el Representante Legal y/o Junta directiva el 29 de febrero de 2016. Estos estados financieros van a ser puestos a consideración del máximo órgano social el próximo 31 de marzo de 2016, quien puede aprobar o improbar estos Estados Financieros.

ASTRID ALVAREZ HERNANDEZ
Presidente

JULIO HERNANDO ALARCON V.
Gerente de Contabilidad
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

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.

Deloitte.

Deloitte & Touche Ltda.
Carrera 7 No. 74 - 09
Nit. 860.005.813-4
Bogotá
Colombia

Tel. +57(1) 5461810
Fax. +57(1) 2178088
www.deloitte.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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 de Gas Internacional S.A. E.S.P. a través de su filial española Inversiones en Energía Latino América Holdings S.LU. 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. La

© 2015 Deloitte Touche Tohmatsu.
Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

" Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido"

recuperación de este crédito mercantil dependerá del éxito futuro de las operaciones de Transportadora de Gas Internacional 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.

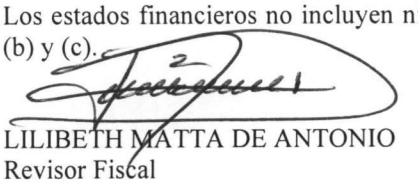
7. Filiales - Como se explica en la Nota 1 a los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, el informe de los auditores externos informa que:

   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 USD$ 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 del 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
(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	2014	2013
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 5)	$ 1.012.603	$ 983.713
Inversiones temporales (Nota 9)	811.660	672.203
Deudores, neto (Nota 6)	1.439.110	642.452
Inventarios, neto (Nota 7)	110.069	100.183
Gastos pagados por anticipado	7.043	7.044
Otros activos, neto (Nota 10)	13.572	12.979
Total activo corriente	3.394.057	2.418.574
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 7)	199.210	168.782
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, neto (Nota 8)	4.092.176	3.753.482
INVERSIONES PERMANENTES, neto (Nota 9)	1.896.154	1.810.915
INTANGIBLES, Neto (Nota 11)	4.006.322	2.825.010
RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota 19)	172.310	173.283
OTROS ACTIVOS, neto (Nota 10)	329.859	312.805
VALORIZACIONES (Nota 12)	4.827.801	5.348.411
Total activos	$ 18.917.889	$ 16.811.262
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	$ 2.866.126	$ 2.490.635

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2014	2013
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	$ 107.331	$ 124.456
Operaciones de cobertura (Nota14)	-	11.306
Cuentas por pagar (Nota 15)	1.480.597	318.998
Obligaciones laborales	37.113	25.776
Recaudos a favor de terceros (Nota 17)	18.360	17.159
Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	25.708	65.259
Pensiones de jubilación (Nota 19)	30.661	31.091
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	3.750	4.256
Otros pasivos (Nota 20)	715	9.464
Total pasivo corriente	1.704.235	607.765
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	7.163.673	4.194.041
Operaciones de cobertura (Nota14)	254.853	220.203
Cuentas por pagar (Nota 15)	17.504	13.815
Pensiones de jubilación (Nota 19)	258.514	260.639
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	48.510	37.291
Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	81.716	73.243
Otros pasivos (Nota 20)	276.999	212.203
Total pasivo a largo plazo	8.101.769	5.011.435
Total pasivos	9.806.004	5.619.200
INTERES MINORITARIO	512.611	1.386.102
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 22)		
Capital suscrito y pagado	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
Reservas	2.538.058	2.005.303
Resultado de ejercicios anteriores	(399.747)	843.560
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	3.934.055	4.448.202
Superávit método de participación	654.776	636.763
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	8.599.274	9.805.960
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 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 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 BARRAGÁN
Representante legal

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

LILIBETH MATTA DE ANTONIO
Revisor Fiscal T.P.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 RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013
(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	910.435	691.674
	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	(693.166)	(509.628)
	(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	(132.572)	(127.854)
	(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)
Otros gastos	(71.971)	(14.896)
Otros ingresos (Nota 24)	82.127	117.966
	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)	(162.779)	(127.849)
Utilidad antes de interés minoritario	1.023.145	907.720
INTERÉS MINORITARIO	(42.290)	(64.160)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	$ 980.855	$ 843.560

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
(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 2336/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Resultados de ejercicios anteriores	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionista
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.923	229.422	-	371.345
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	(403.605)	-	-	-	-	(403.605)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560	-	-	-	-	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	636.763	535.567	9.805.960
Apropiaciones	-	-	-	-	166.300	7.267	79.460	253.027	(253.027)	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(628.110)	18.886	-	(609.224)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	980.855	-	-	-	-	980.855
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	$ 8.599.274

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 ROA BARRAGÁN
Representante legal

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

LILIBETH MATTA DE ANTONIO
Revisor Fiscal T.P.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 FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 y 2013
(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)
	2.065.606	1.292.587
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
Fondos netos provistos por las actividades de operación	1.692.023	1.474.427
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)
Fondos usados en provistos por las actividades de inversión	(1.837.242)	(1.351.735)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	1.865.516	860.114
Dividendos decretados	(1.691.407)	(403.605)
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación	174.109	456.509
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	28.890	579.201
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	983.713	404.512
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 1.012.603	$ 983.713

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 LA SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 y 2013
(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

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)

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 constituyo 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 Correval, 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 proceos 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 Bogota 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 - *S*e 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.

3. 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; para efectos de consolidación, los ingresos, costos y gastos de las filiales adquiridas durante el periodo son incluidos por todo el periodo contable, los ingresos costos y gastos previos a la adquisición son presentados como método de participación.

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

	Porcentaje de Participación	Fecha adquisición
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
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

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
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%	265.964	186.496
			$ 512.611	$ 1.386.102

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 reversar 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.

4. 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 disposiciónes 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%	-	-
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 período 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.

5. EFECTIVO

	2014	2013
Caja	$ 157	$ 79
Bancos	1.002.821	975.882
Fondos especiales (1)	9.625	7.752
	$ 1.012.603	$ 983.713

(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).

6. DEUDORES

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

(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	1.150	2.544
	$ 136.486	$ 120.244

(a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013corresponde 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 Trecsa 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	46.553	8.629
	$ 107.324	$ 77.542

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

	2014	2013
Saldo inicial	$ 91.383	$ 86.021
Ajuste provisión	23.008	7.441
Recuperaciones	-	(616)
Castigos	(799)	(1.463)
Saldo final	$ 113.592	$ 91.383

7. INVENTARIOS

Almacenes	$ 113.213	$ 102.212
Inventario en poder de terceros	282	190
Inventario en tránsito	741	2.338
	114.236	107.740
Menos – Provisión para inventarios	(4.167)	(4.557)
	$ 110.069	$ 100.183

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

Saldo inicial	$ 4.557	$ 2.893
Ajuste provisión- resultado del ejercicio	-	1.715
Recuperaciones	(390)	(51)
Saldo final	$ 4.167	$ 4.557

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	661	-	661
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

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
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	616	(371)	245
	4.416.341	(826.182)	3.590.159
Propiedades, planta y equipo	5.082.206	(826.182)	4.256.024
Provisión para propiedades, planta y equipo	(163.848)	-	(163.848)
	$ 4.918.358	$ (826.182)	$ 4.092.176

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

No depreciables:			
Terrenos	$ 20.600	$ -	$ 20.600
Construcciones en curso (1)	419.215	-	419.215
Activos improductivos	661	-	661
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	365	(237)	128
	4.185.160	(707.872)	3.477.288
Propiedades, planta y equipo	4.625.636	(707.872)	3.917.764
Provisión para propiedades, planta y equipo	(164.282)	-	(164.282)
	$ 4.461.354	$ (707.872)	$ 3.753.482

(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

Proyecto	2014	2013
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
Modernizacion sistema de comunicaciones - EEB	1.796	-
Proyecto gasoducto de la Sabana – TGI	10.813	16.620
Adecuación contraflujo Ecopetrol – TGI	-	1.635
Construcción variante rio Guarinó – TGI	6.872	674
Implementación y configuración software – TGI	-	1.695
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	6.304	16.184
	$ 639.951	$ 419.215

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

9. INVERSIONES

Inversiones de administración de liquidez-		
Certificados de depósito a término	$ 733.612	$ 453.209
Bonos y títulos	55.087	53.370
Derechos fiduciarios	22.961	165.624
Inversiones temporales	$ 811.660	$ 672.203
Inversiones patrimoniales -		
Entidades no controladas (1)	$ 1.898.982	$ 1.813.715
Menos – Provisión para protección de inversiones	(2.828)	(2.800)
Inversiones permanentes	$ 1.896.154	$ 1.810.915

(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 Transmantaro 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
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11	(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
					$ 1.813.715	$ (2.800)	$ 1.810.915	$ 4.162.114

(1) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2014

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	$ 1.216.769
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	485.544
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	822.955
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	347.692
Promigás S.A. E.S.P.	Transporte de gas	171.821.067	Ordinarias	15,64%	235.976	-	235.976	24.213
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	190.588	-	190.588	110.684
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	107.728	-	107.728	77.158
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	213.806
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	168.887
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,67%	21.462	-	21.462	137.876
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	33.851
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,04%	2.662	(2.536)	126	
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(246)	767	
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	2.366
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	10	(4)	6	
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	0,00%	84	(10)	74	
Otras menores	Servicios	-	Ordinarias	0,00%	18	(12)	6	9
					$ 1.898.982	$ (2.828)	$ 1.896.154	$ 3.641.816

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 20.952.601corresponden 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.

Consorcio 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 obligaciones - 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.

Garantía obligaciones - 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 27):

	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.	11.166	61.148
	$ 1.510.423	$ 870.926

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)	28.963	27.921
	398.177	479.284
Menos – Amortización acumulada	(54.746)	(153.500)
	343.431	325.784
Menos – Porción corriente	(13.572)	(12.979)
	$ 329.859	$ 312.805

(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	38.806	31.253
	4.516.689	3.176.761
Menos – Amortización Acumulada	(510.367)	(351.751)
	$ 4.006.322	$ 2.825.010

(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
Consorcio 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)	260.984	260.984
	$ 1.062.991	$ 413.002

(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 Chincha 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	1.185.985	1.186.297
	$ 4.827.801	$ 5.348.411

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	774.449	623.746
			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)
			$ 7.163.673	$ 4.194.041

(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 etas 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 Standardad & Poor´s y Baa3 por Moodys.
Covenants	Ver literal (a)

(3) *Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda* – 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 Standardad & Poor´s y Baa3 Moodys.
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.		13,000,000
	USD$	310,000,000

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 período 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.		30,000,000
	USD$	645,000,000

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 Trasportadora 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	7.095.317
	$ 7.163.673

(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., Trecsa S.A., EEB International Ltd., EEBGas Ltd., EEB Gas S.A.S. y EEB Ingeniería y Servicios S.A.) tendrían 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 Standardad & 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 Standardad & 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 nocional 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	1.472.571	615.292
	254.853	231.509
Menos – Porción corriente	-	(11.306)
	$ 254.853	$ 220.203

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 (1)	67.094	70.632
Dividendos por pagar	1.101.199	305
Impuestos por pagar (Nota 21)	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 16)	2.727	5.564
Otras	7.817	3.093
	1.498.101	332.813
Menos - Porción largo plazo	(17.504)	(13.815)
	$ 1.480.597	$ 318.998

(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.	546	535
	4.086	4.179
Dividendos por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P.	286.044	65.810
Emgesa S.A. E.S.P.	540.208	100.910
	826.252	166.720
	$ 830.338	$ 170.899

	2014	2013
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 15)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 1.508	$ 1.316
Emgesa S.A. E.S.P.	1.219	4.248
	$ 2.727	$ 5.564

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.	2.370	1.845
	$ 6.147	$ 4.192
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.	79.703	62.296
	$ 1.362.950	$ 732.906
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	$ 11.538	$ 37.089
Codensa S.A. E.S.P. (2)	11.330	14.918
	$ 22.868	$ 52.007

(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 incremente 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	529	758
	$ 18.360	$ 17.159

(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)	28.401	64.068
	107.424	138.502
Menos:		
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	(81.716)	(73.243)
	$ 25.708	$ 65.259

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 rio 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 USD$ 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	7.799	2.630
	$ 79.023	$ 74.434

(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	9.511	10.136
	$ 28.401	$ 64.068

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

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

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

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 25)	$ 47.257	$ 25.260

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

	2014	2013
EEC -		
Tasa de descuento	7,04%	7,25%
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 y 2013 los recursos entregados en administración corresponden principalmente al Fondo de Pensiones el cual a 31 de diciembre de 2014 asciende a $164.247 ($173.283 al 31 de diciembre de 2013). 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	(3.750)	(4.256)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	$ 48.510	$ 37.291

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

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

20. OTROS PASIVOS

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

(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 creo 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	2.545	1.110
	$ 72.736	$ 52.058

(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	10.304	31.070
	$ 162.779	$ 127.849

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		1.546.917.587	16,848794
	$	9.181.177.017	100,00

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	1.503	1.162
	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	36.846	34.949
	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	17.922	15.864
	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	55.840	21.846
	693.166	509.628
	$ 1.234.877	$ 1.044.008

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	14.366	9.229
	$ 82.127	$ 117.966

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

Recuperación provisiones	$ 54.463	$ 92.936
Recuperación cuotas partes y compartibilidad pensionales	2.602	1.013
Otros	319	675
	$ 57.384	$ 94.624

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.

Servicios personales	$ 22.517	$ 17.394
Contribuciones imputadas	1.987	5.359
Contribuciones efectivas	4.780	4.462

	2014	2013
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	(10.083)	(22.819)
	$ 184.615	$ 117.486

(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	826	1.226
	$ 72.927	$ 54.615

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	104	105
Total empleados EEB	324	304
Empleados de dirección y confianza	48	102
Otros empleados	320	250
Total empleados TGI	368	352
Empleados de dirección y confianza	37	44
Otros empleados	126	163
Total empleados Contugás	163	207

	2014	2013
Empleados de dirección y confianza	20	15
Otros empleados	146	77
Total empleados Trecsa	166	92
Empleados de dirección y confianza	8	4
Otros empleados	40	3
Total empleados EEBIS	48	7
Total	1.069	962

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	10.885	2.281
	$ 49.993	$ 39.599

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
Utilidad en valoración de coberturas (Nota 14)	27.412	12.666
	$ 1.615.761	$ 932.787

28. GASTOS FINANCIEROS

Intereses	$ 265.162	$ 193.446
Comisiones	20.395	21.684
Operaciones de cobertura (Nota 14)	79.028	13.077

	2014	2013
Otros gastos financieros	756	3.044
	$ 365.341	$ 231.251

29. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 109.350	$ 211.722
Fiscales	757.476	1.034.822
Otras cuentas deudoras	285.258	8.668
	1.152.084	1.255.212
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	12.527	88.383
	12.527	88.383
Litigios o demandas:		
Civiles	32.481	41.761
Laborales	3.536	3.865
Administrativas	592.938	65.938
	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	211.037	197.358
	1.072.560	1.035.476
	$ 2.866.126	$ 2.490.635

(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$ 54,250,15(	10	30/09/2009	USD$ 542,501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena–Barrancabermeja (1)	Centragás S.A.	USD$219,581,80(	15	24/02/2011	USD$ 2,195,818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita–Cali	Transgás de Occidente S.A.	USD$275,915,80(	20	25/08/2017	USD$ 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.

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 2013 y 2012 e Informe del Revisor Fiscal.

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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

He auditado los balances generales consolidados de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P. Y SUS FILIALES al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los correspondientes estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y el resumen de las principales políticas contables y otras notas explicativas.

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

Mi responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y llevar a cabo mi trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría de estados financieros incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la 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.

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 2013 y 2012, 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.

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal
T.P. 126.127 - T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.

27 de febrero 2014.

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

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos).

ACTIVOS	2013	2012
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo (Nota 4)	$ 983.713	$ 404.512
Inversiones temporales (Nota 5)	672.203	259.406
Deudores (Nota 6)	642.452	577.582
Inventarios (Nota 7)	100.183	212.426
Gastos pagados por anticipado	7.044	3.778
Otros activos (Nota 10)	12.979	940
Total activo corriente	2.418.574	1.458.644
DEUDORES A LARGO PLAZO (Nota 6)	168.782	99.125
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, Neto (Nota 8)	3.753.482	3.493.970
INVERSIONES PERMANENTES (Nota 9)	1.810.915	1.767.332
INTANGIBLES, Neto (Nota 11)	2.825.010	2.391.894
DEPOSITOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN (Nota	173.283	193.855
OTROS ACTIVOS, Neto (Nota 10)	312.805	339.593
VALORIZACIONES (Nota 12)	5.348.411	4.945.317
Total activos	$ 16.811.262	$ 14.689.730
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	$ 2.490.635	$ 2.309.805

PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS	2013	2012
PASIVO CORRIENTE:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	$ 124.456	$ 259.393
Operaciones de cobertura (Nota14)	11.306	-
Cuentas por pagar (Nota 15)	318.998	290.553
Obligaciones laborales	25.776	22.762
Recaudos a favor de terceros (Nota 17)	17.159	13.086
Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	65.259	50.528
Pensiones de jubilación (Nota 19)	31.091	32.639
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	4.256	4.256
Otros pasivos (Nota 20)	9.464	502
Total pasivo corriente	607.765	673.719
PASIVOS A LARGO PLAZO:		
Obligaciones financieras (Nota 13)	4.194.041	2.944.596
Operaciones de cobertura (Nota14)	220.203	240.013
Cuentas por pagar (Nota 15)	13.815	70.255
Pensiones de jubilación (Nota 19)	260.639	272.213
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación (Nota 19)	37.291	31.263
Pasivos estimados y provisiones (Nota 18)	73.243	85.333
Otros pasivos (Nota 20)	212.203	175.333
Total pasivo a largo plazo	5.011.435	3.819.006
Total pasivos	5.619.200	4.492.725
INTERES MINORITARIO	1.386.102	1.202.345
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS: (Nota 22)		
Capital	492.111	492.111
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799
Reservas	2.005.303	1.718.207
Utilidad neta del ejercicio	843.560	690.701
Superávit donado	6.655	6.655
Superávit por valorizaciones	4.448.202	4.306.279
Superávit método de participación	636.763	407.341
Revalorización del patrimonio	535.567	535.567
Total patrimonio de los accionistas	9.805.960	8.994.660
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	$ 16.811.262	$ 14.689.730
CUENTAS DE ORDEN (Nota 29)	$ 2.490.635	$ 2.309.805

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros consolidados

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal

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

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. No. 126.127-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 RESULTADOS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En millones de pesos colombianos, excepto el número de acciones y el resultado neto por acción).

	2013	2012
INGRESOS OPERACIONALES:		
Transmisión de electricidad	$ 102.361	$ 102.685
Distribución de electricidad	286.529	283.813
Transporte de gas natural	874.645	702.309
Distribución de gas natural	691.674	494.094
	1.955.209	1.582.901
OTROS INGRESOS (Nota 24)		
Transmisión de electricidad	3.312	2.204
COSTOS DE VENTAS (Nota 23):		
Transmisión de electricidad	(47.384)	(45.422)
Distribución de electricidad	(215.488)	(201.249)
Transporte de gas natural	(271.508)	(252.521)
Distribución de gas natural	(509.628)	(324.488)
	(1.044.008)	(823.680)
Utilidad bruta	914.513	761.425
GASTOS OPERACIONALES		
Transmisión de energía	(31.582)	(7.455)
Distribución de energía	(35.592)	(39.607)
Transporte de gas natural	(111.520)	(52.209)
Distribución de gas natural	(127.854)	(103.636)
	(306.548)	(202.907)
Utilidad operacional	607.965	558.518
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros (Nota 27)	932.787	591.465
Diferencia en cambio	(219.917)	219.365
Gastos no operacionales (Nota 25)	(117.486)	(146.716)
Provisión, agotamiento, depreciación y amortización (Nota 26)	(39.599)	(21.839)
Gastos financieros (Nota 28)	(231.251)	(381.041)
Otros gastos	(14.896)	(11.234)
Otros ingresos (Nota 24)	117.966	73.172
	427.604	323.172
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	1.035.569	881.690
IMPUESTO SOBRE LA RENTA (Nota 21)	(127.849)	(74.432)
Utilidad antes de interés minoritario	907.720	807.258
INTERÉS MINORITARIO	(64.160)	(116.557)
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	$ 843.560	$ 690.701
NÚMERO DE ACCIONES	9.181.177.017	9.181.177.017
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO POR ACCIÓN	$ 91,88	$ 75,23

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

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante Legal

JULIO HERNANDO ALARCON
Contador
Tarjeta Profesional No. 53.918-T

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. No.126.127-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 EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 y 2012
(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 2336/95	Reserva ocasional Art. 130	Ocasionales	Total	Resultado neto del período	Resultados de ejercicios anteriores	Superávit donado	Superávit por valorizaciones	Superávit método de participación	Revalorización del patrimonio	Total patrimonio de los accionistas
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	492.111	837.799	332.495	125.696	682.249	18.090	574.347	1.732.877	305.294	-	6.655	4.021.451	382.197	535.567	8.313.951
Apropiaciones	-	-	-	-	65.371	6.363	19.015	90.749	(305.294)	214.545	-	-	-	-	-
Liberación de reservas	-	-	-	-	-	-	(105.419)	(105.419)	-	105.419	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.828	25.144	-	309.972
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-		-	-	(319.964)	-	-	-	-	(319.964)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	690.701	-	-	-	-	-	690.701
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	492.111	837.799	332.495	125.696	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	(690.701)	403.605	-	-	-	-	-
Actualización valorizaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.923	229.422	-	371.345
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-		-	-	(403.605)	-	-	-	-	(403.605)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	843.560	-	-	-	-	-	843.560
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	$ 492.111	$ 837.799	$ 332.495	$ 125.696	$ 987.154	$ 31.207	$ 528.751	$ 2.005.303	$ 843.560	$ -	$ 6.655	$ 4.448.202	$ 636.763	$ 535.567	$ 9.805.960

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representante legal

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

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. 126.127-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 2013 y 2012
(En millones de pesos colombianos).

	2013	2012
CAPITAL DE TRABAJO OBTENIDO DE:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 843.560	$ 690.701
Partidas que no requirieron capital de trabajo:		
Depreciaciones y amortizaciones	207.241	225.571
Diferencia en cambio	(24.848)	(194.765)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	3.877	(3.557)
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(3.304)	(14.336)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.678)	(2.149)
Impuesto diferido	31.070	6.485
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Pérdida en valoracion operaciones de cobertura	13.077	56.733
Interés minoritario	(64.160)	116.557
Capital de trabajo obtenido de las operaciones	1.038.345	900.646
Disminución cuentas por cobrar	-	25.991
Disminución en inversiones permanentes	-	253.969
Disminución de intangibles	-	180.389
Disminución depósitos entregados en administración	20.353	7.292
Aumento de la deuda	1.216.558	99.139
Aumento obligaciones laborales	17.753	-
Aumento del interés minoritario	216.168	-
Total capital de trabajo obtenido	2.509.177	1.467.426
CAPITAL DE TRABAJO UTILIZADO EN:		
Aumento cuentas por cobrar	(65.351)	-
Aumento de inversiones permanentes	(18.707)	-
Aumento de activos fijos	(441.165)	(1.231.435)
Aumento intangibles	(480.929)	-
Aumento en otros activos	(10.806)	(20.195)
Disminución cuentas por pagar	(56.440)	(43.105)
Disminución pasivos estimados y provisiones	(12.090)	(8.137)
Disminución otros pasivos	5.800	(8.888)
Disminución interes minoritario	-	(2.254)
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
Total capital de trabajo utilizado	(1.483.293)	(1.633.978)
AUMENTO (DISMINUCION) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 1.025.884	$ (166.552)
CAMBIOS NETOS EN LOS COMPONENTES DEL CAPITAL DE TRABAJO:		
Efectivo	$ 579.201	$ (382.358)
Inversiones temporales	412.797	93.017
Deudores	64.870	68.820
Inventarios	(112.243)	108.643
Gastos pagados por anticipado	3.266	35
Otros activos	12.039	(3.019)
Obligaciones financieras	123.631	28.416
Cuentas por pagar	(28.445)	(69.897)
Obligaciones laborales	(3.014)	(3.529)
Recaudos a favor de terceros	(4.073)	(1.506)
Pasivos estimados y provisiones	(14.731)	(4.942)
Pensiones de jubilación	1.548	(103)
Otros pasivos	(8.962)	(129)
AUMENTO (DISMINUCIÓN) EN EL CAPITAL DE TRABAJO	$ 1.025.884	$ (166.552)

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

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENAS
Representa Legal

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

LINA PATRICIA PARDO CURZ
Revisor Fiscal T.P. No 126.127-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 FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 y 2012
(En millones de pesos colombianos).

	2013	2012
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Utilidad neta del ejercicio	$ 843.560	$ 690.701
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciaciones y amortizaciones	209.448	227.387
Diferencia en cambio	220.696	(219.822)
Valuación portafolio en patrimonios autónomos	(4.087)	(18.191)
Recuperaciones y provisiones	17.628	12.249
Pensiones de jubilación y beneficios complementarios	(10.564)	(14.233)
Utilidad en venta de activos fijos	(1.678)	(2.149)
Amortización impuesto al patrimonio	37.597	37.597
Impuesto diferido	31.070	6.485
Pérdida en operaciones de cobertura	13.077	56.733
Interés minoritario	(64.160)	116.557
	1.292.587	893.314
Cambios en activos y pasivos de operación, neto		
Deudores	(147.811)	(38.240)
Inventarios	110.545	(109.124)
Gastos pagados por anticipado	(3.266)	(35)
Otros activos	(25.053)	(18.993)
Depósitos entregados en administración	20.353	7.292
Cuentas por pagar	(31.009)	27.267
Obligaciones laborales	19.219	3.529
Recaudos a favor de terceros	4.073	1.506
Pasivos estimados y provisiones	3.859	(3.195)
Otros pasivos	14.762	(8.759)
Disminución del interés minoritario	216.168	(2.254)
Fondos netos provistos por las actividades de operación	1.474.427	752.308
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Aumento de activos fijos	(441.165)	(1.231.436)
Aumento intangibles	(480.929)	180.389
Aumento Inversiones	(429.641)	161.583
Fondos usados en provistos por las actividades de inversión	(1.351.735)	(889.464)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Aumento de la deuda	860.114	74.762
Dividendos decretados	(403.605)	(319.964)
Fondos netos provistos por (usados en) las actividades de financiación	456.509	(245.202)
CAMBIOS NETOS EN EL EFECTIVO	579.201	(382.358)
EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	404.512	786.870
EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	$ 983.713	$ 404.512

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

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

SANDRA STELLA FONSECA ARENA
Representante Legal

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

LINA PATRICIA PARDO CRUZ
Revisor Fiscal T.P. No. 126-127 -T
Designada por Deloitte & Touche Ltda.
(Ver mi informe adjunto)

1. ENTES ECONÓMICOS Y OPERACIONES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En noviembre 15 y 27 de 2013 la Empresa realizó la reapertura de la emisión de bonos por USD$112 y USD$27 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial, en estas reaperturas se presentaron primas por un valor de USD$1.960.000 y USD$472.500, respectivamente.

Empresas filiales y subsidiarias -

EEB International Ltd. – Fue constituida en Islas Cayman el 10 de Julio de 2007, con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

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

TGI International Ltd. **–** Fue constituida en Islas Cayman el 6 de Julio de 2007, con el propósito de servir de vehículo de inversión para llevar a cabo la emisión de bonos en los mercados internacionales de capital.

Contugás S.A.C. - El 13 de junio de 2008 fue constituida bajo las leyes peruanas la Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas S.A.C.), Empresa dedicada a la distribución y comercialización de gas natural en la región de Ica en Perú. De acuerdo con

la reforma estatutaria aprobada el día 26 de septiembre de 2008, el capital de esta sociedad está conformado por aportes de EEB en un 75% y TGI con el 25%. Al 31 de diciembre de 2013 se han capitalizado USD$97,900,000 (EEB USD$73,425,000 – TGI USD$24,475,000).

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante DECSA) - El 11 de febrero de 2009 se constituyó la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P., con el objeto de participar en el proceso de adjudicación de las electrificadoras que el Gobierno Nacional tiene para la venta, donde EEB participa con el 51% y Codensa con el 49% de las acciones. DECSA resultó adjudicataria en subasta pública del 82,34% de participación accionaria en la Electrificadora de Cundinamarca E.S.P. (hoy Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.), por un valor de $218.332.

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. (en adelante EEC) – La Empresa fue creada mediante escritura pública No. 972 del 21 de marzo de 1958 de la Notaría Tercera de Bogotá, inscrita en la Cámara de Comercio de esta ciudad bajo el número 26813 con vigencia indefinida. El objeto social principal de la Empresa es el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica.

Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (en adelante TRECSA) - Empresa dedicada al transporte de energía eléctrica. Constituida el 8 de febrero de 2010 como adjudicataria de la Licitación PET-1-2009 en Guatemala, para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica en este país. Al 31 de diciembre de 2013 EEB ha realizado capitalizaciones por USD$168,942,517 y posee una participación accionaria del 95,29% en esta compañía.

EEB Perú Holdings Ltd. - El 19 de enero de 2011 la Empresa suscribió un acuerdo para la compra de las inversiones que poseía el Fondo Ashmore en Gas Natural de Lima y Callao S.A. en adelante Calidda (Perú).

EEB adquirió la compañía AEI Perú Holdings Ltd. (hoy EEB Perú Holdings Ltd.), que posee el 60% de las acciones de Calidda. El cierre de la operación de compra de Calidda se realizó el 14 de febrero de 2011, con un pago efectuado por EEB por USD$111,240,000. Al 31 de diciembre de 2013 se han efectuado capitalizaciones por USD$36,000,000.

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Calidda) – Fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002 y se dedica a la distribución y comercialización de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

EEB Ingeniería y Servicios S.A. (EEBIS Guatemala) – Fue constituida en Guatemala el 7 de abril de 2011 y se dedica a la prestación de servicios de consultoría en proyectos de electricidad. Al 31 de diciembre de 2013, EEB ha efectuado capitalizaciones por USD$1,020,654.

EEBGAS Ltd. – Se constituyó en mayo de 2012 aportando los activos, pasivos y patrimonio poseídos en AEI Promigás Ltd., AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd.

EEB GAS S.A.S. – Fue constituida en Colombia el 12 de octubre de 2012 como una sociedad por acciones simplificada, con un capital autorizado de $5, cuyo fin era fusionarse con EEBGAS Ltd. y nacionalizar la inversión en PROMIGÁS S.A. E.S.P. El 21 de febrero de 2013 se protocolizó la fusión en la cual EEBGAS Ltd. fue absorbida por EEB GAS S.A.S., fue registrada en la Cámara de Comercio bajo el No. 01707705.

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.

EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C. (EEBIS Perú) – Fue constituida en Lima, Perú el 25 de junio de 2013 y se dedica a 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.

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.	US$ 54,250,150	10	30/09/2009	US$ 542,501
DIJ-P-515	Gasoducto Ballena–Barrancabermeja (1)	Centragás S.A.	US$219,581,800	15	24/02/2011	US$ 2,195,818
DIJ-738	Gasoducto Mariquita–Cali	Transgás de Occidente S.A.	US$275,915,800	20	25/08/2017	US$ 2,759,158

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

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

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

Proyectos de expansión TGI – La Empresa efectuó un programa de inversiones de expansión para incrementar la capacidad de transporte de gas en los tramos Ballena- Barrancabermeja y Cusiana.

Actualmente está en desarrollo la ampliación de la subestación compresora de la Sabana, la cual permitirá aumentar la capacidad de transporte en La Sabana de Bogotá en 180 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a 390 MPCD. El proyecto se construirá con nueva tecnología en las compresoras, permitiendo un ahorro en el consumo de combustible y menores emisiones de contaminantes en el ambiente.

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 Electrica. 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.

2. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

La EEB y sus filiales en Colombia 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.

Las filiales en Perú se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos N°26221, promulgada el 19 de agosto de 1993 y la Ley de Promoción de Desarrollo de la Industria del Gas Natural N°27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, el cual establece las condiciones 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.

Las filiales en Guatemala 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.

3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Los estados financieros fueron preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, los cuales están prescritos por disposiciones legales. Así mismo, aplica el Sistema Unificado de Costos y Gastos por actividades expedido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan General de Contabilidad

Pública (PGCP), expedido por la Contaduría General de la Nación (CGN). Ciertos principios contables aplicados por la Empresa que están de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, podrían no estar de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en otros países.

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

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

a. *Bases de consolidación* – La Empresa debe presentar estados financieros individuales de propósito general sin consolidar, los cuales son presentados a la Asamblea General de Accionistas y que sirven de base para la distribución de utilidades. Adicionalmente, el Código de Comercio exige la elaboración de estados financieros de propósito general consolidados, los cuales también son presentados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación, pero no son de base para la distribución de utilidades. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluyen los estados financieros de:

	Porcentaje de Participación	**Fecha adquisición**
TGI S.A. E.S.P. y filial	68,05%	Febrero 2007
EEB International Ltd.	100%	Junio 2008
Contugás 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 Guatemala S.A.	100%	Abril 2011
EEB GAS S.A.S.	100%	Octubre 2012
EEB Energy Re. Ltd.	100%	Enero 2013
EEBIS Perú S.A.C.	99,50%	Junio 2013

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
Contugás 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 Guatemala S.A.	56.954	55.744	1.210	-	(571)

	Activo	Pasivo	Patrimonio	Ingresos de operación	Resultado neto
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 Perú S.A.C.	3	83	(80)	-	(79)

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

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

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

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

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

El detalle del interés minoritario de los accionistas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	% 31 de diciembre de 2013	% 31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
TGI S.A. E.S.P.	31,95%	31,95%	$ 971.088	$ 837.162
DECSA S.A. E.S.P. y filial	49,00%	49,00%	213.587	209.120
Trecsa S.A. E.S.P.	4,71%	4,56%	14.931	12.851
EEB Perú Holdings Ltd. y filial	40,00%	40,00%	186.496	143.212
			$ 1.386.102	$ 1.202.345

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

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

c. *Período contable* - Los estados financieros consolidados de propósito general se preparan una vez al año, al 31 de diciembre.

d. *Materialidad* - Los estados financieros 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.

e. *Conversión de moneda extranjera* - Las operaciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en el momento de realizarse la transacción. Al cierre de cada ejercicio los saldos por cobrar o por pagar en moneda extranjera se actualizan a la tasa de cambio representativa de mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia ($1.926,83 y $1.768,23 por USD$1 al 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente). La ganancia o pérdida en cambio, así determinada, es incluida en los resultados del período, salvo la causada por deudas contraídas para la adquisición de activos, la cual es capitalizada hasta que los mismos estén en condiciones de enajenación y/o uso.

f. *Inversiones temporales* – Son registradas al costo y los rendimientos financieros se causan con base en la Tasa Interna de Retorno - TIR - resultante al momento de la compra de cada título valor.

g. *Provisión para deudores* – Representa la cantidad estimada necesaria para suministrar una protección adecuada contra pérdidas en créditos normales.

h. *Inventarios* - Se registran al costo promedio o a su valor neto de realización, el menor.

i. *Propiedades, planta y equipo* –

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

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

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	DECSA-EEC	EEB PERU-CALIDDA
Edificaciones	2%	2% a 6,67%	2%	-
Gasoductos	-	1,37% a 50%	-	3,3% a 10%
Plantas y subestaciones	4% a 10%	0,83% a 50%	6,66%	-
Redes, líneas y cables	2% a 4%	-	4%	-
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%
Equipo de comunicación	10%	2,04% a 50%	10%	-
Equipo de computación	20%	5,56% a 100%	20%	25%
Equipo de transporte	20%	5%	10%	20%
Otros equipos menores	10%	20% a 50%	-	10%

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

j. *Valorizaciones* –

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

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

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

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

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

l. *Otros activos* –

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

Intangibles –

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

Derechos -

- *Derechos del negocio* - Corresponde a la diferencia entre el valor pagado por TGI y el valor neto de los activos, derechos y contratos adquiridos de Ecogás. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida útil estimada de los gasoductos en un período de 65 años (1,54% anual).

- *Derechos sobre contratos BOMT's* – Corresponde al costo neto de reposición actualizada mediante avalúo técnico elaborado en el 2007 por el Consorcio Consultores Unidos S.A. y TF Auditores S.A., efectuado por la Empresa al momento de adquirir dichos activos y corresponde a los valores de construcción de cada gasoducto BOMT

descontando la depreciación por uso calculada técnicamente. Se amortizan por el método de línea recta durante la vida media remanente del gasoducto así:

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

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

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

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

Valorizaciones y Provisiones BOMT – Corresponden a la diferencia originada entre el valor neto en libros de los contratos BOMT y el valor del avalúo técnicamente determinado mediante costo de reposición por medio de la actualización del valor de los contratos. Cuando este último es mayor, la diferencia se registra como una valorización en cuentas separadas dentro del activo y como superávit por valorizaciones, el cual no es susceptible de distribución; cuando es menor, una vez agotado el superávit por valorizaciones, los defectos se reconocen mediante provisiones con cargo a los resultados del ejercicio.

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

m. *Derivados financieros* - EEB y TGI realizan operaciones con instrumentos financieros derivados, con el propósito de reducir su exposición a fluctuaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones en moneda extranjera. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

n. *Obligaciones laborales* – Las obligaciones laborales se ajustan al fin de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

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

o. *Beneficios complementarios* – EEB y EEC registran el pasivo y sus actualizaciones por beneficios complementarios a pensiones de jubilación, tales como servicio médico, 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.

p. *Leasing de infraestructura* – Los contratos de arrendamiento financiero de bienes inmuebles iguales o superiores a 60 meses y para bienes muebles iguales o superiores a 36 meses de duración, son considerados como arrendamiento operativo. La Empresa registra como gasto la totalidad de los cánones de arrendamiento causado, sin que deba reconocer el activo con su correspondiente obligación, de conformidad con el numeral 1 Art 127-1 del Estatuto Tributario.

q. *Depósitos recibidos en administración* – Se registran con cargo a este rubro los recursos recibidos por parte de terceros con una destinación específica. Estos recursos son controlados en forma separada y los rendimientos generados se registran como mayor valor de la obligación.

r. *Depósitos entregados en administración* - Las inversiones que constituyen los patrimonios autónomos en fideicomisos de administración de pensiones son valuadas a precios de mercado determinados por las fiduciarias y su efecto es reconocido en resultados.

s. *Recaudos a favor de terceros* – Corresponde a las obligaciones derivadas de recaudos de impuestos, contribuciones y otros conceptos a favor de entes públicos, con base en las normas legales vigentes. Principalmente se incluye el impuesto de transporte de gas, contribución de industrias y la cuota de fomento.

t. *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.

u. *Impuesto al patrimonio* – De acuerdo con lo establecido por la Ley que regula los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia y las alternativas de registro contable allí establecidas, las empresas en Colombia optaron por causar la totalidad del impuesto al patrimonio y su sobretasa, con cargo a un activo diferido, el cual se amortiza contra resultados anualmente durante cuatro años por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período.

v. *Cuentas de orden* - Se registran bajo cuentas de orden principalmente los derechos y responsabilidades contingentes, las diferencias entre las cifras contables y fiscales y otras cuentas de control.

w. *Reconocimiento de ingresos, costos y gastos* – Los ingresos operacionales se reconocen en el período cuando se prestan los servicios. Los costos y gastos se registran con base en su causación.

x. *Uso de estimaciones* - Las políticas contables que siguen la Empresa y sus Filiales están de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, lo que requiere que la Administración efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos para determinar la valuación de algunas de las partidas individuales de los estados financieros y para efectuar las revelaciones que se requiere efectuar en los mismos. Aun cuando pueden llegar a diferir de su efecto final, la Administración considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias.

y. *Utilidad neta por acción* - Se determina tomando como base la utilidad neta del ejercicio dividida entre el número de acciones suscritas y pagadas en circulación.

z. *Estado de flujos de efectivo* - Los estados de flujos de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera - De conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009 y el decreto reglamentario 2784 de diciembre de 2012, la Empresa está obligada a iniciar el proceso de convergencia de los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública emitió el Direccionamiento Estratégico clasificando las compañías en tres grupos, de los cuales la Empresa pertenece al Grupo 1, cuyo periodo obligatorio de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros comparativos bajo NIIF será al 31 de diciembre de 2015**.**

4. EFECTIVO

	2013	2012
Caja	$ 79	$ 106
Bancos	975.882	397.292
Fondos especiales (1)	7.752	7.114
	$ 983.713	$ 404.512

(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 a diciembre 31 de 2013 asciende a USD$4,023,125 (USD$4,023,325 a diciembre 31 de 2012).

5. INVERSIONES TEMPORALES

Certificados de depósito a término (1)	$ 453.209	$ 128.922
Bonos y títulos	53.370	51.313
Derechos fiduciarios	165.624	79.171
	$ 672.203	$ 259.406

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, corresponde a:

	2013	2012
Depósitos en pesos colombianos	$ 313.593	$ 104.441
Depósitos en moneda extranjera	139.616	24.481
	$ 453.209	$ 128.922

6. DEUDORES

Prestación de servicios	$ 320.720	$ 268.782
Cuentas por cobrar a vinculados (Nota 16)	170.899	158.714
Avances y anticipos entregados (1)	107.026	98.152
Anticipos de impuestos y contribuciones (2)	120.244	73.823
Depósitos entregados (3)	59.606	55.063
Otros deudores (4)	123.362	107.434
Deudas de difícil cobro	760	760
Subtotal	902.617	762.728
Menos – Provisión para deudas de dudoso recaudo	(91.383)	(86.021)
	811.234	676.707
Menos – Cuentas por cobrar a largo plazo	(168.782)	(99.125)
	$ 642.452	$ 577.582

(1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde principalmente a los anticipos sobre contratos entregados por TGI $13.886, TRECSA a contratistas por $46.625 para la ejecución de obras del proyecto Guatemala, CONTUGAS por $13.934 para obras relacionadas con la construcción de la concesión y avances a proveedores para los proyectos Armenia, Tesalia, Alférez y Chivor de EEB por $29.176. Al 31 de diciembre de 2012 corresponde principalmente a los anticipos sobre contratos entregados por TGI $10.785, TRECSA a contratistas por $73.788 para la ejecución de obras del proyecto Guatemala y avances a proveedores para los proyectos Armenia, Tesalia, Alférez de EEB por $10.320.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a:

Saldos a favor impuesto sobre las ventas (a)	$ 93.062	$ 61.676
Saldos a favor de liquidaciones privadas	24.222	9.875
Anticipos industria y comercio	416	396
Otros	2.544	1.876
	$ 120.244	$ 73.823

(a) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde principalmente a los saldos a favor del impuesto general de ventas (en adelante IGV) generado en Calidda por $31.855, Contugas por $25.366 y Trecsa por $34.833, el cual se genera por la adquisición de bienes y servicios que serán compensados con futuras facturaciones gravadas. Al 31 de diciembre de 2012 corresponde a los saldos a favor del IGV generado en Calidda por $26.946, Contugas por $13.196 y Trecsa por $21.534.

(3) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldos de depósitos entregados corresponde a:

	2013	2012
Depósitos judiciales	$ 51.412	$ 28.125
Cuentas recaudadoras (a)	-	20.809
Depósitos en garantía	2.241	1.935
Derechos en Fideicomisos	4.142	4.194
Fondos retenidos	1.811	-
	$ 59.606	$ 55.063

(a) Para el año 2012 como garantía del crédito sindicado que tenía Calidda con el ICF, IFC y CAF, se poseía un fideicomiso de flujo donde se canalizaban todas las cobranzas por concepto de servicios de distribución de gas natural. Para el año 2013 el crédito sindicado fue cancelado y dicha garantía fue liquidada.

(4) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo de otros deudores corresponde a:

Cuotas partes pensionales	$ 19.785	$ 18.110
Compartibilidad pensional	15.434	15.377
Venta de activos	112	106
Préstamos a empleados	33.694	23.932
Instalaciones internas por cobrar	45.820	32.563
Reclamaciones	49	11.494
Otros deudores	8.468	5.852
	$ 123.362	$ 107.434

El detalle de la provisión de cartera es el siguiente:

Saldo inicial	$ 86.021	$ 73.496
Ajuste provisión – resultado del ejercicio	7.441	15.485
Recuperaciones	(616)	(2.190)
Castigos	(1.463)	(770)
Saldo final	$ 91.383	$ 86.021

7. INVENTARIOS

Almacenes (1)	$ 102.212	$ 210.395
Inventario en poder de terceros	190	106
Inventario en tránsito	2.338	4.818
Menos – Provisión para inventarios	(4.557)	(2.893)
	$ 100.183	$ 212.426

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde al inventario de materiales distribuidos de la siguiente manera: Calidda por $39.400 y $32.069, TGI por $32.806 y $31.481, Trecsa por $0 y $125.201, EEB por $9.694 y $10.651, Contugás por $13.559 y $ 6.262 y EEC $6.753 y $4.731, respectivamente.

El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	2013	2012
Saldo inicial	$ 2.893	$ 3.131
Ajuste provisión- resultado del ejercicio	1.715	487
Recuperaciones	(51)	(725)
Saldo final	$ 4.557	$ 2.893

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

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	661	-	661
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	365	(237)	128
Subtotal depreciables	4.185.160	(707.872)	3.477.288
Subtotal propiedades, planta y equipo	4.625.636	(707.872)	3.917.764
Provisión para propiedades, planta y equipo	(164.282)	-	(164.282)
	$ 4.461.354	$ (707.872)	$ 3.753.482

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

	Costo histórico	Depreciación acumulada	Neto
No depreciables:			
Terrenos	18.297	-	18.297
Construcciones en curso (1)	150.108	-	150.108
Activos improductivos	659	-	659
Vías de comunicación internas	81	-	81
Subtotal no depreciables	169.145	-	169.145
Depreciables:			
Edificaciones	77.027	(16.837)	60.190
Plantas, gasoductos y subestaciones	3.409.619	(393.615)	3.016.004
Redes, líneas y cables	462.998	(150.161)	312.837
Maquinaria y equipo	26.820	(10.275)	16.545
Muebles y enseres	9.603	(4.567)	5.036
Equipos de comunicación y computación	28.130	(14.951)	13.179
Equipos de transporte, tracción y elevación	4.762	(3.128)	1.634
Otros equipos menores	239	(166)	73
Subtotal depreciables	4.019.198	(593.700)	3.425.498
Subtotal propiedades, planta y equipo	4.188.343	(593.700)	3.594.643
Provisión para propiedades, planta y equipo	(100.673)	-	(100.673)
	$ 4.087.670	$ (593.700)	$ 3.493.970

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a:

Proyecto	2013	2012
UPME – EEB (a)	$ 61.885	$ 8.782
Obras línea Suroccidente – EEB	722	722
Riesgo sísmico torres de transmisión – EEB	1.560	224
Subestaciones revisión, control y protecciones – EEB	307	307
Reconfiguración sistema de comunicaciones – EEB	-	4.621
Modernización sistema de comunicaciones Bogotá - EEB	1.535	-
Adecuación bodegas – EEB	2.293	623
Modernización estación de bombeo Tominé - EEB	1.340	-
Riesgo indisponibilidad infraestructura centro – EEB	689	-
Obras línea Guavio – EEB	1.489	1.101
Expansión Ballena- Barrancabermeja – TGI	318	4.345
Expansión Cusiana – TGI	3	26.857
Laboratorio móvil y herramienta inteligente – TGI	779	1.608
Proyecto gasoducto de la Sabana – TGI	16.620	1.732
Top End Compresoras – TGI	-	1.437
Adecuación contraflujo Ecopetrol – TGI	1.635	-

	2013	2012
Construcción variante rio Guarinó – TGI	674	-
Implementación y configuración software – TGI	1.695	-
Proyecto de ingeniería – EEBIS	2.416	-
Proyecto líneas de transmisión – TRECSA	303.731	67.531
Equipos informáticos y comunicación – EEC	1.991	-
Adquisición y montaje equipos subestaciones – EEC	360	4.188
Obras civiles – construcciones – EEC	754	59
Implantación de scada – EEC	-	693
Obras PCH Rionegro – EEC	823	3.727
Normalización y reposición de redes – EEC	5.857	6.658
Normalización subestaciones – EEC	-	1.361
Proyectos reducción pérdidas de energía – EEC	4.203	2.721
Rep. redes y líneas de distribución – EEC	682	1.341
Transformadores de distribución – EEC	1.831	-
Otros	3.023	9.470
	$ 419.215	$ 150.108

(a) Corresponde al avance en la ejecución de construcciones asociadas a los proyectos UPME (Unidad de planeación minero energética) correspondientes a la ampliación del sistema de transmisión nacional: Chivor, Armenia, Alférez y Tesalia. Que fueron adjudicados a la Empresa. Adicionalmente el 22 de Enero de 2014, la Empresa resultó adjudicataria de la convocatoria UPME 05 de 2012 Segunda línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 KV.

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

9. INVERSIONES PERMANENTES

Acciones (1)	1.813.715	$ 1.770.161
Menos – Provisión para protección de inversiones	(2.800)	(2.829)
	$ 1.810.915	$ 1.767.332

(1) Las inversiones en acciones a 31 de diciembre 31 de 2013 y 2012 corresponden a:

_____espacio en blanco_____

(1) 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. (1)	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. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	403.179
Consorcio Transmantaro 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
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11	(3)	8	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	0,00%	84	(9)	75	-
Promigás S.A. E.S.P. (2)	Transporte de gas	171.821.067	Ordinarias	15,64%	208.768	-	208.768	31.341
Otras menores	Servicios	-	Ordinarias	0,00%	18	(10)	8	9
					$ 1.813.715	$ (2.800)	$ 1.810.915	$ 4.162.114

(1) Inversiones permanentes a 31 de diciembre de 2012

Empresa	Actividad	Número de acciones	Tipo de acciones	Porcentaje accionario	Costo	Provisión	Valor en libros	Valorización (Ver Nota 12)
En compañías no controladas:								
Emgesa S.A. E.S.P.	Generación de energía	55.758.250	Ordinarias	37,44%	$ 736.514	-	$ 736.514	$ 1.404.208
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Generación de energía	20.952.601	Preferenciales	14,07%	254.002	-	254.002	554.532
Codensa S.A. E.S.P.	Distribución de energía	48.025.920	Ordinarias	36,36%	184.930	-	184.930	948.613
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Distribución de energía	20.010.799	Preferenciales	15,15%	77.048	-	77.048	398.801
Consorcio Transmantaro S.A.	Transporte de energía	232.285.704	Ordinarias	40,00%	140.859	-	140.859	50.289
Red de Energía del Perú S.A.	Transporte de energía	28.864.000	Ordinarias	40,00%	79.620	-	79.620	95.759
Gas Natural S.A. E.S.P.	Distribución de gas	9.229.121	Ordinarias	24,99%	47.640	-	47.640	268.398
Isagén S.A. E.S.P.	Generación de energía	68.716.000	Ordinarias	2,52%	34.611	-	34.611	137.693
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Transporte de energía	18.448.050	Ordinarias	1,67%	21.462	-	21.462	158.370
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Distribución de energía	31.026	Ordinarias	16,23%	4.077	-	4.077	33.610
Gestión Energética S.A. E.S.P.	Generación de energía	161.811.391	Ordinarias	0,04%	2.662	(2.547)	115	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Distribución de energía	18.781.876	Ordinarias	0,04%	1.013	(242)	771	-
Banco Popular	Servicios financieros	8.772.703	Ordinarias	0,11%	599	-	599	1.755
Hidrosogamoso S.A. E.S.P.	Generación de energía	1	Ordinarias	0,70%	20	(20)	-	-
Aguas de Bogotá S.A. E.S.P.	Servicio de acueducto	10	Ordinarias	0,07%	11	-	11	-
Grupo Nutresa	Alimentos	223	Ordinarias	0,00%	-	-	-	6
Concentra Intelligence Energy	Servicios	84.000	Ordinarias	0,00%	84	(10)	74	-
Promigás S.A. E.S.P. (2)	Transporte de gas	20.784.813	Ordinarias	15,64%	184.990	-	184.990	47.463
Otras menores	Servicios	-	Ordinarias	0,00%	19	(10)	9	9
					$ 1.770.161	$ (2.829)	$ 1.767.332	$ 4.099.506

(1) Del total de acciones de Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P., 20.010.799 y 20.952.601, respectivamente, corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de USD$0.10 por acción para Codensa y USD$0.1107 por acción para Emgesa.

(2) En reunión de Directores celebrada el 5 de junio de 2012 se aprobó la escisión de AEI Promigás Ltd, AEI Promigás Holdings Ltd. y AEI Promigás Investments Ltd., para independizar la participación de EEB en Promigás S.A. E.S.P., por medio de la creación de la filial EEBGAS LTD., la cual adquirió el 30% de los activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de cada una de dichas empresas, manteniendo el 15,64% de la participación en Promigas S.A. ESP. En octubre de 2012 fue constituida EEB GAS S.A.S. con el fin de nacionalizar la inversión por medio de la fusión con EEBGAS Ltd., la cual fue aprobada y protocolizada en febrero de 2013 (Ver Nota 1).

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

	2013	2012
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 264.951	$ 69.624
Emgesa S.A. E.S.P.	405.659	345.963
Gas Natural S.A. E.S.P.	62.630	63.726
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	3.468	4.095
Banco Popular	155	204
Isagén S.A. E.S.P.	4.762	5.291
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	5.857	5.315
Promigás S.A. E.S.P.	62.296	30.324
Red de Energía del Perú S.A.	61.148	-
Total dividendos ganados (Nota 27)	$ 870.926	$ 524.542

10. OTROS ACTIVOS

O&M pagado por anticipado bajo contratos BOMT	$ 35.878	$ 44.882
Cargos diferidos	27.265	25.911
Impuesto diferido	84.159	82.546
Derechos fiduciarios en fideicomisos	1.204	940
Impuesto al patrimonio	150.275	150.275
Licencias, software y servidumbres (1)	152.582	121.293
Otros activos (2)	27.921	22.099
	479.284	447.946
Menos – Amortización acumulada	(153.500)	(107.413)
	325.784	340.533
Menos – Porción corriente	(12.979)	(940)
	312.805	339.593

	2013	2012
Depósitos entregados en administración (Nota 19)	173.283	193.855
	$ 486.088	$ 533.448

(1) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a adquisición de servidumbres por $114.628 ($91.945 al 31 de diciembre de 2012) y licencias y software por $37.954 ($29.348 al 31 de diciembre de 2012).

(2) Al 31 de diciembre de 2013 corresponde a propiedades, planta y equipo de TGI disponibles para la venta por $8.515, adicionalmente, al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye mejoras en propiedades ajenas por $11.010 ($7.682) y otros por $8.396 ($14.417).

11. INTANGIBLES

Crédito mercantil (1)	$ 413.002	$ 413.002
Derechos de negocio	318.191	318.191
Derechos sobre contratos BOMT	979.481	933.122
Concesiones	1.434.834	966.686
Derechos convenio Chingaza	57.287	57.287
Otros derechos	31.253	28.681
	3.234.048	2.716.969
Menos – Amortización Acumulada	(409.038)	(325.075)
	$ 2.825.010	$ 2.391.894

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo del crédito mercantil es como sigue:

Crédito mercantil Transcogás (hoy TGI) (a)	$ 42.531	$ 42.531
Crédito mercantil Consorcio Transmantaro (b)	69.368	69.368
Crédito mercantil EEC (c)	14.390	14.390
Crédito mercantil EEB Perú Holdings (d)	25.729	25.729
Crédito mercantil Promigás (e)	260.984	260.984
	$ 413.002	$ 413.002

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

- En junio de 2005 – Se adquirieron 53.999.985 acciones equivalentes al 71,9998% por USD$12,500,000 a la tasa representativa del mercado ($2.334,27 por USD$1 del 15 de junio de 2005), el valor patrimonial de la inversión era $10.207 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $18.972.

- En julio de 2008 - EEB compró el 27,999% de capital accionario, representado en 71.400.006 acciones por $33.000, quedando la participación de EEB en 99,99%. El valor patrimonial de la inversión era $9.441 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $23.559.

(b) En diciembre de 2006, EEB adquirió el 40% de la participación del Consorcio Transmantaro S.A. localizado en Perú por USD$50,078,471. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$30,154,335 ($69.368), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 30 de noviembre de 2006 (USD$19,924,136) y el valor pagado por EEB (USD$50,078,471).

(c) En febrero de 2009 - DECSA adquirió el 82,34 % del capital accionario de la EEC, representado en 3.268.886.843 acciones por $218.332. El valor patrimonial de la inversión era $ 203.942 y la diferencia se registró como un crédito mercantil adquirido por $14.390.

(d) En febrero de 2011, EEB adquirió el 100% de la participación accionaria de EEB Perú Holding Ltd. localizado en Islas Cayman por USD$111,240,000. La adquisición originó un crédito mercantil por USD$12,507,302 ($25.729), dada la diferencia entre el valor patrimonial de las acciones al 31 de enero de 2011 (USD$98,732,698) y el valor pagado por EEB (USD$111,240,000).

(e) En mayo de 2012, como resultado de la escisión de los vehículos de inversión (Ver Nota 9), EEB constituyó EEBGas Ltd. para mantener el 15,64% de la inversión en Promigás S.A. E.S.P., esta transacción generó un crédito mercantil por $260.984, dada la diferencia entre el valor en libros recibido de los vehículos $445.974 y el valor intrínseco de la inversión $184.990 al 30 de abril de 2012.

12. VALORIZACIONES

	2013	2012
Inversiones (Nota 9)	$ 4.162.114	$ 4.099.506
Propiedades, planta y equipo	1.186.297	845.811
	$ 5.348.411	$ 4.945.317

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	2013	2012
Obligaciones financieras:				
Bonos y Títulos Emitidos EEB (1)	6,125% SV	10/11/2021	$ 1.455.473	1.087.796
Bonos y Títulos Emitidos TGI (2)	5,70% SV	20/03/2022	1.468.004	1.347.170
Bonos y Títulos Emitidos CALIDDA (10)	4,375% SV	15/03/2023	623.746	-
Sindicado (IFC, CAF e ICF) (3) (10)	Libor + 5,2% y 7%	15/10/2019	-	215.551
Citibank del Perú (9) (10)	Libor + 3,15%	15/04/2020	-	53.492
Corporación Andina Fomento (4)	Libor + 1,6%	30/05/2020	179.220	177.147
Banco de Bogotá (5)	DTF + 1%	23/02/2014	-	50.367
Banco de Bogotá	5,53% EA	10/02/2014	59.249	-
Banco AV Villas	4,57% EA	10/02/2014	20.015	-

	Tasa de interés	Fecha de vencimiento	2013	2012
Promigás	Libor + 1,6%	16/03/2014	-	39.728
Kreditansantal Fur Wiederaufbau	5,5%	30/06/2013	-	699
BBVA Banco Continental (6)	3,93% EA	17/01/2013	-	91.886
Sindicado I Contugás (7)	Libor + 3,15%	28/02/2014	-	99.021
Sindicado II Contugás (8)	Libor + 3,5%	30/09/2019	500.078	-
Banco Agrario	5,97% EA	02/01/2013	-	20.016
Banco AV Villas	6,32% EA	02/01/2013	-	18.446
Contratos de Leasing	-	-	12.689	1.350
Otras	-	-	23	1.320
Subtotal			4.318.497	3.203.989
Menos – Porción corriente			(124.456)	(259.393)
			$ 4.194.041	$ 2.944.596

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

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

En noviembre de 2013 se realizó una reapertura de la emisión de bonos por USD$139 millones, a una tasa del 6,125% SV con el mismo vencimiento de la emisión inicial.

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

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

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

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

- IFC: USD$50 millones de los cuales USD$40 millones en categoría senior y USD$10 millones en categoría subordinado.

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

- ICF: USD$35 millones en categoría senior.

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

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

(4) Como parte del proceso de restructuración de las obligaciones financieras en mayo de 2008, la Empresa gestionó un préstamo con la Corporación Andina de Fomento CAF, con una tasa de interés Libor + 1,6% 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) El 17 de enero de 2013 la empresa canceló la obligación que tenía con el Banco de Bogotá cuyo vencimiento era 2014.

(6) Corresponde a un pagaré emitido por el BBVA Banco Continental por el importe de USD$50,000, cuyo vencimiento es el 17 de enero de 2013.

(7) El 29 de agosto de 2012 Banco Davivienda, Banco de Bogotá S.A. New York Agency, Banco de Bogotá Panamá y el Banco de Crédito de Perú acordaron otorgar a Contugás un préstamo por US$ 215 millones, los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual según las necesidades del flujo mensual de caja, durante una disponibilidad de 18 meses que vencen el 28 de febrero de 2014. En 2012 se desembolsaron US$156 millones. Los fondos obtenidos tienen como finalidad cancelar la deuda con el BBVA Banco Continental y todos los costos y gastos asociados a la construcción y operación de la red de distribución de gas natural de Ica.

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

(8) 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 (en adelante "los Prestamistas") acordaron otorgar a la Compañía un préstamo por US$310 millones, de los cuales US$110 millones corresponden a Banco Davivienda S.A., US$135 millones corresponden a Corporación Andina de Fomento, US$52 millones corresponden a Banco de Bogotá (Panamá) S.A. y US$13 millones al Banco de Bogotá (Nassau) Limited. El plazo es de 72 meses y el principal es pagadero 100% al final de los 72 meses (bullet) más los intereses compensatorios devengados a dicha fecha.

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

Este préstamo devenga un intereses libor a 180 días más 3.50%. 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 pagos de los intereses y comisiones se efectuarán semestralmente.

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen 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 el proyecto.

Este préstamo está respaldado por un Compromiso Irrevocable de los accionistas en donde la Empresa de Energía de Bogotá y Transportadora de Gas Internacional, 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

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

(10) En marzo de 2013, Calidda realizó una colocación de bonos en el mercado internacional por US$ 320 millones bajo la regla 144ª / Reg S. la misma que se concretó en abril con la liquidación de los fondos y de los cuales la Compañía utilizó en parte para prepagar el total de su deuda registrada a diciembre 2012; se prepagó totalmente 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. La emisión de bonos se realizó a un plazo de diez años, sin garantías, y con una tasa cupón de 4.375%. La Compañía cuenta con calificación de riesgo internacional de BBB- por Fitch Ratings, BBB- por Standard & Poor's y Baa3 por Moody's. Con el remanente de recursos de la emisión de bonos, la Compañía planea financiar sus planes de inversión de los años 2013 y 2014 que le permitan seguir ampliando la red de gas en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

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

Año		Valor
2015	$	27.925
2016		27.957
2017 y siguientes		4.138.159
	$	4.194.041

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

Para EEB –

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

- La relación entre el EBITDA consolidado y el gasto de intereses consolidado no debe ser inferior a 2,25:1,0.

Para TGI –

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

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

- La Empresa y sus filiales no podrán crear, incurrir o asumir, ni permitirán que exista ningún gravamen sobre ninguna propiedad o activo, utilidad o ingreso (incluyendo cuentas por cobrar) o derechos con respecto a alguno de ellos.

- La Empresa y sus filiales no podrán fusionarse o consolidarse con ninguna otra sociedad.

- La Empresa y sus filiales no podrán dedicarse a ningún negocio diferente al negocio de transmisión de energía y gas y a las actividades o negocios que estén relacionadas.

- La Empresa y sus filiales no podrán crear ni adquirir ninguna subsidiaria, ni podrán efectuar ninguna inversión en otra sociedad, excepto las inversiones relacionadas en el curso ordinario de los negocios.

- La Empresa y sus filiales no podrán enajenar ningún activo a excepción de:

    - Ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e inversiones en el curso ordinario de los negocios.

    - Que se reciba una contraprestación, que al menos el 75% de esta se encuentre representada en efectivo o inversiones temporales y que en los 270 días siguientes sea utilizada para pagar deuda o reinvertir en activos.

    - Otras enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto USD$30,000,000 (o su equivalente en otras monedas) al año.

- La Empresa y sus filiales no podrán incurrir en ningún endeudamiento y no podrán garantizar ninguna obligación a favor de un tercero.

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

A partir de noviembre de 2012 EEB tiene grado de inversión (BBB-AAA Col) otorgado por Fitch Ratings y Moodys y Standardad & Poor´s, por lo tanto las restricciones anteriores no tienen efecto.

14. OPERACIONES DE COBERTURA

El 6 de noviembre de 2008, EEB contrató una operación de cobertura consistente en un cupón swap (intercambio de cupones) a través de la cual EEB recibe una tasa de interés del 8,75% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 10,85% sobre un monto nocional de $311.220 (equivalente a los USD$133 millones convertidos a una tasa spot de $2.340,00). Producto de la operación de manejo de deuda mediante la cual se prepagó el crédito con Royal Bank of Scotland – RBS y se ejerció la opción de recompra del bono de EEB International Ltda., EEB realizó emisión de un nuevo bono con vencimiento en el 2021 y modifica la operación de cobertura con las siguientes condiciones: EEB recibe una tasa de interés del 6,125% en dólares sobre un monto de USD$133 millones y se obliga a pagar una tasa de interés fija en pesos de 8,78% sobre un monto 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 la Empresa se obliga a pagar a partir de 2011 una tasa cupón del 2 % sobre el monto nocional, convertida en pesos con la tasa spot previamente definida por la Empresa e intercambiar pesos por dólares a la tasa forward cotizada por la contraparte en la fecha del vencimiento. Estos contratos son ajustados mensualmente a su valor de mercado y el ajuste obtenido es llevado a cuentas de resultado.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 TGI tiene suscritos los siguientes contratos de cobertura:

Entidad		USD$	Tasa Spot	Tasa forward	Vencimiento
Bancolombia (1)	$	50,000,000	2.230,00	3.478,50	Octubre de 2017
Bancolombia	$	50,000,000	2.210,00	3.439,87	Octubre de 2017
Bancolombia	$	50,000,000	2.225,00	3.348,16	Octubre de 2017
Citibank N.A. (1)	$	50,000,000	2.250,00	2.995,00	Octubre de 2017

(1) En febrero de 2014 la Empresa liquidó sintéticamente dos coberturas a través de estructuras opuestas de swaps y forwards, con estas operaciones se garantiza una perdida máxima al 3 de octubre de 2017. TGI espera durante el primer trimestre del 2014 limitar las pérdidas de las dos operaciones que quedan descubiertas a través de esta misma clase de estructuras.

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

	2013	2012
Derechos sobre operaciones de cobertura	$ (383.783)	$ (369.153)
Obligaciones sobre operaciones de cobertura	615.292	609.166
	231.509	240.013
Menos – Porción corriente	(11.306)	-
	$ 220.203	$ 240.013

El efecto de la valoración de las operaciones de cobertura en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 generó una pérdida neta por $411 ($50.766 al 31 de diciembre de 2012), conformada por un ingreso por $12.666 y un gasto por $13.077 (ingreso por $5.967 y gasto por $56.733 al 31 de diciembre de 2012) (Ver Notas 27 y 28).

15. CUENTAS POR PAGAR

Proveedores nacionales (1)	$ 185.622	$ 173.453
Acreedores varios (2)	70.632	68.181
Dividendos por pagar	305	277
Impuestos por pagar (Nota 21)	52.058	84.636
Anticipos sobre ventas de bienes y servicios	3.097	1.848
Depósitos recibidos de terceros (3)	12.442	30.045
Compañías vinculadas (Nota 16)	5.564	2.368
Otras	3.093	-
	332.813	360.808
Menos - Porción largo plazo	(13.815)	(70.255)
	$ 318.998	$ 290.553

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde principalmente a facturas pendientes de pago a proveedores y contratistas de: Calidda $95.586 y $61.226, EEC $34.726 y $32.746, TGI $12.077 y $11.466, Contugás $23.302 y $37.412 y Trecsa $18.609 y 29.611, respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye principalmente comisiones, honorarios y servicios por $21.492 y $13.333, aportes por devolver por derechos de conexión, cargo y sobrecargo (Calidda) $29.659 y $39.138, y subsidios asignados por EEC $14.077 y $10.163, respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde principalmente a retenciones sobre contratos practicadas por TGI por $9.640 y $28.276, respectivamente.

16. TRANSACCIONES CON EMPRESAS VINCULADAS

	2013	2012
Activo:		
Cuentas por cobrar – (Ver Nota 6)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 3.644	$ 3.764
Emgesa S.A. E.S.P.	535	482
	4.179	4.246
Dividendos por cobrar:		
Codensa S.A. E.S.P.	65.810	58.443
Emgesa S.A. E.S.P.	100.910	85.382
Promigás S.A. E.S.P.	-	10.643
	166.720	154.468
Subtotal cuentas por cobrar y dividendos	$ 170.899	$ 158.714
Pasivo:		
Cuentas y documentos por pagar – (Ver Nota 15)		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 1.316	$ 1.439
Emgesa S.A. E.S.P.	4.248	929
	$ 5.564	$ 2.368

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

Ingresos:		
Emgesa S.A. E.S.P.	$ 2.347	$ 2.344
Codensa S.A. E.S.P.	1.845	1.579
	$ 4.192	$ 3.923
Ingresos por dividendos:		
Codensa S.A. E.S.P.	$ 264.951	$ 69.624
Emgesa S.A. E.S.P.	405.659	345.963
Promigas S.A. E.S.P.	62.296	30.323
	$ 732.906	$ 445.910
Costos y gastos:		
Emgesa S.A. E.S.P. (1)	$ 37.089	$ 31.455
Codensa S.A. E.S.P. (2)	14.918	15.388
	$ 52.007	$ 46.843

(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 incremente el EBITDA con respecto al EBITDA del año anterior.

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

Operaciones con administradores: Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no hubo entre la empresa y los directores, miembros de Junta Directiva, ni entre la empresa y personas jurídicas en las cuales los directores sean a su vez representantes legales o accionistas con una participación igual o superior al 10%, transacciones de las siguientes clases:

a) Préstamos sin intereses o contraprestación, ni servicios sin costo.

b) Préstamos que impliquen para el mutuario una obligación que no corresponda a la esencia o naturaleza del contrato de mutuo.

c) Operaciones cuyas características difieran de las realizadas con terceros.

17. RECAUDOS A FAVOR DE TERCEROS

	2013	2012
Cuota de fomento (1)	$ 1.512	$ 1.751
Impuesto de transporte (2)	12.175	7.519
Encargo fiduciario- Gasoducto del Ariari	2.714	2.558
Otros	758	1.258
	$ 17.159	$ 13.086

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

(2) ***Impuesto de transporte*** - Por delegación del Ministerio de Minas y Energía, TGI trimestralmente factura a los remitentes el impuesto de transporte establecido en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953) y con base en resoluciones expedidas por el Ministerio, se efectúan los pagos a los municipios por donde pasan los gasoductos, con base en la cantidad de gas efectivamente transportado.

18. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

Provisión para contingencias (1)	$ 74.434	$ 61.498
Otras provisiones (2)	64.068	74.363
	138.502	135.861
Menos:		

	2013	2012
Pasivos estimados y provisiones a largo plazo	(73.243)	(85.333)
	$ 65.259	$ 50.528

Contingencias - A continuación se describen los principales asuntos contingentes que la Empresa y sus Filiales se encuentran atendiendo al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

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

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

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

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

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

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

Otras contingencias **–** Al 31 de diciembre de 2013, el valor de las reclamaciones de la Empresa y sus Filiales por litigios administrativos, fiscales, civiles, laborales y arbitrales ascienden a $185.998 ($161.951 al 31 de diciembre de 2012). Con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, ha provisionado $74.434 ($61.498 al 31 de diciembre de 2012) 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:

	2013	2012
Administrativas	$ 14.138	$ 8.749
Civiles	21.364	11.832
Laborales (a)	36.302	35.164
Fiscales y otros	2.630	5.753
	$ 74.434	$ 61.498

(a) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 $31.797 ($32.744).

(2) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, corresponde principalmente a:

Provisión compra de energía	$ 5.255	$ 6.095
Provisión opción de compra BOMT	5.316	4.879
Provisión para impuestos (a)	35.220	23.676
Provisión prestaciones sociales	3.686	2.200
Provisión cuotas partes pensionales (calculo actuarial)	4.455	24.451
Provisión pasivos estimados cierre y otros	10.136	13.062
	$ 64.068	$ 74.363

(a) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde a provisión de renta y CREE por $30.672 ($19.687) y otras obligaciones fiscales por $4.548 ($3.989).

19. PENSIONES DE JUBILACIÓN Y BENEFICIOS COMPLEMENTARIOS

Cálculo actuarial pensiones de jubilación	$ 291.730	$ 304.852
Menos – Porción corriente	(31.091)	(32.639)
Pensiones de jubilación a largo plazo	$ 260.639	$ 272.213

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

Pagos de pensiones (empleados jubilados) (Nota 25)	$ 25.260	$ 25.575

Cálculo actuarial - El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2013 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente.

- Para la EEB se tuvo en cuenta una tasa nominal anual del 2,99% y una tasa real del 4,8% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2013 y 2012 fueron 1.753 y 1.874.

- Para la EEC se utilizó una tasa de descuento para cuantificar el pasivo laboral contingente y su costo fue de 7,25% anual, y la tasa de incremento a las pensiones es equivalente a la inflación definida en 3% y el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial para el 2013 y 2012 fueron 321.

Fondo de pensiones EEB- En acta 1325 del 2 de noviembre de 2000, la Junta Directiva ordenó la segregación operativa del Fondo de Pensiones de la Empresa. En julio de 2002, la EEB suscribió un contrato con Fiducolombia y Consorcio Pensiones Energía (conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá) cuyo objeto es la constitución de un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y el pago de las mismas, así como la administración del personal pensionado. Para tal efecto, Fiducolombia participa con la administración del 60% de los pensionados y el consorcio "Pensiones Energía", con la administración del 40% restante. De acuerdo con los mencionados contratos, el patrimonio autónomo ascenderá al monto del capital necesario para atender las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa y a favor del personal pensionado actual y futuro y debe corresponder al monto de las obligaciones pensionales, en la proporción adjudicada a cada Fiduciaria. El patrimonio autónomo tendrá ajustes o nuevos aportes en la medida en que se requiera. La vigencia del contrato es por un periodo de cinco (5) años, el cual fue renovado durante el 2012 bajo las mismas condiciones.

Al 31 de diciembre de 2013, el Fondo de Pensiones asciende a $173.283 ($193.855 al 31 de diciembre de 2012), los cuales se encuentran reflejados dentro de los depósitos entregados a largo plazo (Ver Nota 10). De acuerdo con los contratos suscritos con las Fiduciarias que manejan dichos patrimonios, la diferencia entre el valor del pasivo pensional y el valor del patrimonio autónomo al 31 de diciembre, será reintegrado o trasladado entre la Empresa y las Fiduciarias, dependiendo de la naturaleza de las diferencias, en abril y mayo de cada año, respectivamente. En mayo de 2013, la Empresa entregó recursos del Patrimonio Autónomo Consorcio Pensiones Energía por $1.135 y al Patrimonio Autónomo Fiducolombia por $1.571, con el fin de ajustar el saldo de tales patrimonios autónomos con el valor de las obligaciones pensionales del cálculo actuarial a diciembre de 2012.

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

	2013	2012
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	$ 41.547	$ 35.519
Menos – Porción corriente	(4.256)	(4.256)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	$ 37.291	$ 31.263

20. OTROS PASIVOS

Impuesto diferido (1)	$ 198.542	$ 161.731
Ingresos recibidos por anticipado (2)	23.125	14.104
	221.667	175.835
Menos – Porción corriente	(9.464)	(502)
	$ 212.203	$ 175.333

(1) Para EEB y TGI, el impuesto diferido pasivo asciende a $38.708 ($30. 872 al 31 de diciembre de 2012) y $159.067 ($127.541 al 31 de diciembre de 2012), respectivamente, el cual se genera por las diferencias presentadas en el cálculo de la depreciación por la aplicación de la vida útil fiscal frente a la contable y la valoración de las coberturas, y por la diferencia en el plazo de amortización fiscal frente al contable de la plusvalía derechos de negocio registrados en TGI, de igual forma la subsidiaria Calidda tiene registrado un impuesto diferido pasivo por $767 ($3.318 al 31 de diciembre de 2012) que corresponde principalmente a las diferencias de depreciación y amortización contable frente a la fiscal.

(2) Al 31 de diciembre de 2013 incluye principalmente ventas diferidas de Contugas por $8.645 y Calidda por $7.079 ($11.415 al 31 de diciembre de 2012), correspondientes a derechos de conexión cancelados por clientes los cuales aún no han sido conectados a la red, en el momento en que se efectúe la conexión se reconocerá el ingreso. Igualmente, al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye el pago anticipado del contrato de usufructo suscrito en el 2008 por la Empresa con Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A E.S.P.) durante veinte años, cuyo objeto es el aprovechamiento de la infraestructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicaciones.

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 creo 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):

	2013	2012
Impuesto al patrimonio (1)	$ 37.602	$ 75.195
Retenciones de impuestos	12.120	7.207
Impuesto sobre las ventas por pagar	1.226	1.482
Otros impuestos y contribuciones	1.110	752
	$ 52.058	$ 84.636

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

Para el año 2011, las empresas causaron y contabilizaron $150.389 del impuesto al patrimonio y su sobretasa con cargo a la cuenta cargos diferidos. Durante el 2013 se cancelaron las cuotas 5 y 6 por $37.597 ($37.597 al 31 de diciembre de 2012), amortizándolas con cargo al resultado del ejercicio, con lo cual el saldo de la cuenta por pagar al 31 de diciembre de 2013 es $37.602.

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

Impuesto corriente del año	$ 71.371	$ 67.947
Impuesto CREE	25.408	-
Efecto del impuesto sobre la renta diferido, neto	31.070	6.485
	$ 127.849	$ 74.432

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	1.546.917.587	16,848794
	$ 9.181.177.017	100,00

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

***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– *C*on 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.

23. COSTOS DE VENTAS

	2013	2012
Transmisión de electricidad:		
Servicios personales	$ 7.653	$ 6.254
Generales	1.896	1.669
Depreciaciones	14.449	13.930
Amortizaciones	417	580
Arrendamientos	129	54
Honorarios, comisiones y servicios	3.281	2.918
Contribuciones	10.274	10.283
Operación y mantenimiento	6.340	6.720
Servicios públicos	28	25
Seguros	1.755	2.011
Impuestos	1.162	978
Subtotal transmisión de electricidad	47.384	45.422
Distribución de electricidad:		
Servicios personales	13.429	12.401
Contratos, convenios y otros generales	35.662	33.163
Depreciaciones	8.139	6.677
Amortizaciones	1.139	1.623
Arrendamientos	1.194	329
Honorarios, comisiones y servicios	2.721	2.901

	2013	2012
Operación y mantenimiento	20.520	16.138
Impuestos	3.455	3.413
Seguros	399	446
Compras de energía	93.881	89.115
Uso de líneas redes y ductos	34.949	35.043
Subtotal distribución de electricidad	215.488	201.249
Transporte de gas natural:		
Servicios personales	24.708	18.484
Gas combustible compresoras y otros generales	51.740	43.418
Honorarios, comisiones y servicios	1.726	1.027
Depreciaciones	90.660	84.627
Amortizaciones	30.048	29.432
Impuestos y contribuciones	1.307	1.165
Arrendamientos	11.870	9.554
Operación y mantenimiento	43.585	52.778
Seguros	15.864	12.036
Subtotal transporte de gas natural	271.508	252.521
Distribución de gas natural:		
Comisiones, honorarios y servicios	114.209	93.123
Instalaciones para terceros y otros generales	47.446	32.478
Operación y mantenimiento	326.127	183.983
Amortizaciones	21.846	14.904
Subtotal distribución de gas natural	509.628	324.488
	$ 1.044.008	$ 823.680

24. OTROS INGRESOS

Recuperaciones (1)	$ 94.624	$ 56.369
Utilidad en venta de propiedades	2.692	2.149
Arrendamientos	4.674	4.793
Honorarios, servicios y venta materiales	6.747	2.304
Extraordinarios	9.229	7.557
	$ 117.966	$ 73.172

(1) En 2013 y 2012, corresponden a:

	2013	2012
Recuperación provisiones (a)	$ 92.936	$ 42.017
Ajustes de ejercicios anteriores	540	-
Recuperaciones por siniestros e indemnizaciones	-	9.558
Recuperaciones cuotas partes pensionales	1.013	2.152
Recuperaciones compartibilidad pensional	-	2.580
Otros	135	62
	$ 94.624	$ 56.369

(a) En 2013 y 2012 corresponde a recuperación de provisiones de inventarios, deudores, pensiones y contingencias por $90.763 ($35.345) y a recuperaciones de costos y gastos por $2.173 ($6.672).

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en enero de 2008 la Empresa implantó el sistema de costos basado en actividades que trata la Ley 142 de 1994. Los criterios y factores de distribución fueron discutidos y aprobados en Comité de Presidencia con base en un estudio preparado por la Vicepresidencia Financiera.

Al 31 de diciembre de 2013 se presentan otros ingresos de la unidad de negocio de transmisión por $3.312 ($2.204 al 31 de diciembre de 2012) correspondientes principalmente a aprovechamientos, arrendamientos, honorarios, intereses, diferencia en cambio.

25. GASTOS NO OPERACIONALES

Servicios personales	$ 17.394	$ 15.022
Contribuciones imputadas	5.359	3.604
Contribuciones efectivas	4.462	4.413
Aportes sobre nómina	341	402
Pensiones de jubilación (Nota 19)	25.260	25.575
Cuotas partes pensionales	357	26.005
Estudios y proyectos	-	3.241
Comisiones, honorarios y servicios	18.492	10.345
Servicios públicos	268	313
Publicidad y propaganda	2.893	3.793
Suscripciones y afiliaciones	299	256
Impuestos (1)	54.615	51.715
Vigilancia y seguridad	1.483	960
Comunicación y transporte	1.257	1.024
Mantenimiento, materiales y suministros	4.387	2.133
Seguros	1.350	1.481
Otros gastos generales	2.088	4.673
(Menos) Gastos asignados al negocio de transmisión	(22.819)	(8.239)
	$ 117.486	$ 146.716

(1) En 2013 y 2012 incluye:

	2013	2012
Impuesto al patrimonio	$ 37.597	$ 38.571
Gravamen al movimiento financiero	672	1.613
Impuesto de industria y comercio	10.917	7.338
Impuesto predial	1.367	1.184
Impuesto a las ventas no descontable	2.836	2.663
Otros impuestos y contribuciones	1.226	346
	$ 54.615	$ 51.715

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	199	124
Otros empleados	105	72
Total empleados EEB	304	196
Empleados de dirección y confianza	102	88
Otros empleados	250	243
Total empleados TGI	352	331
Empleados de dirección y confianza	44	18
Otros empleados	163	65
Total empleados Contugás	207	83
Empleados de dirección y confianza	15	44
Otros empleados	77	96
Total empleados Trecsa	92	140
Empleados de dirección y confianza	4	-
Otros empleados	3	-
Total empleados EEBIS	7	-
Total	962	750

26. PROVISION, AGOTAMIENTO, DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

Depreciaciones	938	$ 991
Amortizaciones	20.744	16.009
Provisión para propiedades, planta y equipo	14.104	-
Provisión para deudores	1.321	1.741
Provisión de inventarios	208	-
Provisión para protección de inversiones	3	18
Provisión para contingencias	2.281	3.080
	$ 39.599	$ 21.839

27. INGRESOS FINANCIEROS

	2013	2012
Dividendos (Nota 9)	$ 870.926	$ 524.542
Rendimiento patrimonio autónomo pensiones	4.087	18.190
Utilidad valoración de inversiones	14.398	8.968
Intereses y rendimientos	28.772	31.410
Otros ingresos financieros	1.938	2.388
Utilidad en valoración de coberturas (Nota 14)	12.666	5.967
	$ 932.787	$ 591.465

28. GASTOS FINANCIEROS

Intereses (1)	$ 193.446	$ 194.674
Comisiones (2)	21.684	127.272
Operaciones de cobertura (Nota 14)	13.077	56.733
Otros gastos financieros	3.044	2.362
	$ 231.251	$ 381.041

(1) En 2013 y 2012 corresponde principalmente a los intereses causados por los créditos suscritos por la Empresa, dentro del proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás y créditos suscritos por las filiales del exterior para desarrollar proyectos de inversión.

(2) En 2013 corresponde principalmente a los gastos de emisión de la deuda senior y bonos efectuado por Calidda. En 2012 corresponde principalmente a los gastos por restructuración de la deuda externa e interna de EEB y TGI por $123.693.

29. CUENTAS DE ORDEN

Deudoras de control:		
Bienes entregados en garantía	$ 211.722	$ 227.469
Fiscales	1.034.822	1.052.481
Otras cuentas deudoras	8.668	8.668
	1.255.212	1.288.618
Responsabilidades contingentes:		
Bienes entregados en garantía (1)	88.383	81.241
	88.383	81.241

	2013	2012
Litigios o demandas:		
Civiles	41.761	36.818
Laborales	3.865	4.565
Administrativas	65.938	59.070
	111.564	100.453
Contratos de servicios	343.498	145.862
Órdenes de compra	2.509	2.944
Aportes de capital	32.610	32.610
Capital revalorización de patrimonio	459.501	459.501
Otras acreedoras	197.358	198.576
	1.035.476	839.493
	$ 2.490.635	$ 2.309.805

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde al valor de la prenda sobre las acciones que tiene la Empresa en Red de Energía del Perú S.A. como garantía de obligaciones que tiene dicha Empresa con entidades financieras.

30. REFORMA TRIBUTARIA

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

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

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

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

Exoneración de aportes – Se exonera a las personas jurídicas declarantes del Impuesto a la Renta y Complementarios del pago de aportes parafiscales a favor del Servicio Nacional del

Aprendizaje – SENA y de Instituto Colombiano de Bienestar Familiar – ICBF, correspondientes a los trabajadores que devenguen, individualmente considerados, hasta diez (10) salarios mínimos legales vigentes. Esta exoneración comienza a partir del momento en que se implemente el sistema de retenciones en la fuente para el recaudo del impuesto sobre la renta para la equidad CREE (y en todo caso antes del 1 de julio de 2013).

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

---

8 CUARTA PARTE – CERTIFICACIONES

8.1 Certificación del Agente Estructurador

8 CUARTA PARTE – CERTIFICACIONES

8.1 Certificación del Agente Estructurador

Credicorp Capital Colombia S.A. Comisionista de Bolsa, sociedad que presta el servicio de asesoría en Banca de Inversión de EEB, certifica que, dentro de lo que le compete en sus funciones de Agente Estructurador, empleó la debida diligencia en la verificación de la información contenida en el Prospecto de Información de la emisión y colocación de Bonos de EEB, de tal forma que certifica que la información contenida en el mismo es veraz y que el Prospecto no presenta omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Credicorp Capital Colombia S.A., por no estar dentro de sus funciones, no ha auditado independientemente la información fuente que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto de Información y, por lo tanto, no tendrá responsabilidad alguna, por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) contenida en el mismo.

Andrés Venegas.

Andrés Eduardo Venegas
Representante Legal
Credicorp Capital S.A. Comisionista de Bolsa

REVISADO Dirección Jurídica CREDICORP CAPITAL

8.2 Certificación del Emisor

Certificación del Emisor

En los términos del artículo 46 de la Ley 964 de 2005, **FELIPE CASTILLA CANALES**, como suplente del representante legal de EEB certifica, dentro de su competencia y de acuerdo con la normatividad legal vigente, que los estados financieros y otros informes relevantes para el público contenida en el Prospecto de Información de la emisión y colocación de Bonos de EEB, no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones del Emisor.

Así mismo, dentro de su competencia, se empleó la debida diligencia en la verificación del contenido del Prospecto de Información, en forma tal que certifican la veracidad del mismo y que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

FELIPE CASTILLA CANALES
Representante Legal
EEB

8.3 Certificación del Revisor Fiscal del Emisor

Deloitte & Touche Ltda.
Carrera 7 No. 74 - 09
Nit. 860.005.813-4
Bogotá
Colombia

Tel: +57 (1) 546 1810
Fax: +57 (5) 217 8088
www.deloitte.com/co

Obrando en mi calidad de Revisor Fiscal de

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.
NIT 899.999.082-3

Certifico

1. Que la firma que represento ha realizado la debida diligencia en la verificación, dentro de su competencia, de la información contable y financiera, contenida en el Prospecto de Información de la emisión y colocación de Bonos de EEB, de acuerdo con Estados Financieros y que a la fecha no se han identificado asuntos que puedan afectar la información financiera de forma material y que pudiesen afectar las decisiones de los futuros inversionistas.

2. Que las cifras incluidas en el Prospecto de Información Bonos Empresa de Energía de Bogotá fueron tomadas de los libros de contabilidad.

3. La auditoría de los estados financieros de la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P, para la vigencia fiscal 2016, se encuentra en proceso, el cual concluirá con la emisión del dictamen de la Revisoría Fiscal durante el primer trimestre del año 2017.

4. De conformidad con los artículos 2 y 10 de la Ley 43 de 1990 la materia - objeto de la función de certificación propia del Revisor Fiscal la constituye información que pueda ser extraída de los libros contables o del sistema contable del ente auditado, es decir de EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.

5. De conformidad con las previsiones legales y pronunciamientos jurisprudenciales existentes en la materia, la función de certificación es una actividad propia de la ciencia contable, que tiene carácter de prueba cuando versa sobre actos propios de la profesión de Contador Público, es decir cuando se expide con fundamento en los libros de contabilidad y en el sistema contable.

La presente certificación se expide en Bogotá D.C. a los (31) días del mes de Enero de 2017, en cumplimiento a lo establecido en la Circular Externa 029 de 2014 con destino a la Superintendencia Financiera de Colombia.

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

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), una compañía privada del Reino Unido Limitada por garantía ("DTTL"), su red de firmas miembro, y a sus entidades relacionadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades legalmente separadas e independientes. DTTL (también denominada "Deloitte Global") no presta servicios a clientes. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

© 2017. For information, contact Deloitte Touche Tohmatsu Limited.

8.4 Certificación del Representante Legal de los Tenedores de Bonos

SERVITRUST GNB SUDAMERIS S.A.

Nit. 800.168.763-5

HACE CONSTAR QUE:

Que en virtud al Contrato de Representación legal de tenedores de bonos de fecha 18 de Abril de 2016 celebrado con la Empresa de Energía de Bogotá, ostenta la calidad de Representante Legal de los Tenedores de Bonos de la emisión y colocación de Bonos de Deuda Pública Interna, a realizarse mediante Oferta Pública, con un cupo máximo del equivalente en Pesos de hasta cuatrocientos cincuenta millones de dólares americanos (USD 450,000,000), ante lo cual la sociedad fiduciaria que represento ha realizado la debida diligencia en la verificación, dentro de su competencia, de la información contenida en el Prospecto de Información, de forma tal que certifico la veracidad del mismo dentro de los aspectos de mi competencia y que dentro de mi conocimiento no existen omisiones de información que revistan materialidad y que puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Para constancia se suscribe a los veintisiete días (27) del mes de enero de dos mil diecisiete (2017) con destino a la Superintendencia Financiera de Colombia.

VIVIAN JOHANA REYNA ABRIL
C.C. No. 52.558.428 de Engativá (Bogotá D.C.)
REPRESENTANTE LEGAL
SERVITRUST GNB SUDAMERIS S.A.