

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://

*Prospecto Preliminar de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá*

	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:	Servitrust 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 [•] del [•] de [•] de [•] 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 Viloría - 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	Trecca.	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	Consortio 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 público de valores de la República 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	<p>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.</p> <p>Para efectos de este Prospecto de Información será la Oferta Pública de los Bonos que haga el Emisor en cada Aviso de Oferta Pública.</p>
Opción de Prepago	<p>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.</p>
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 artículo 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 adicione.
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	<p>La Emisión de los Bonos constará de cinco (5) Series con la siguientes características:</p> <p>Serie A: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable referenciados al IPC.</p> <p>Serie B: Bonos denominados en Pesos y con tasa variable ligada al DTF.</p> <p>Serie C: Bonos denominados en Pesos y con tasa fija.</p> <p>Serie D: Bonos denominados en UVR pagadero en Pesos y con tasa fija.</p> <p>Serie E: Bonos denominados en Dólares pagaderos en Pesos y con tasa fija.</p>
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	<p>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.</p> <p>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.</p>
Denominación	Los Bonos estarán denominados en Pesos, en Unidades de Valor Real (UVR) o en Dólares.
Valor Nominal	<p>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).</p> <p>En el evento en que se realicen amortizaciones parciales, el Valor Nominal de cada Bono no se verá afectado.</p>
Capital Vigente	<p>El Capital Vigente de los Bonos en la Fecha de Emisión será igual a su Valor Nominal.</p> <p>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.</p>
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 registrarán 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 adicione.

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: $((1+IPC) \times (1+Margen))^{-1}$, 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:

$$\text{Precio} = \text{Valor Nominal} * (1 + \text{Interés Efectivo Acumulado})$$

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:

$$[(1 + \text{Tasa Cupón}) ^ (n / 365) - 1] * \text{Valor Nominal}$$

b.) Base 360 días:

$$[(1 + \text{Tasa Cupón}) ^ (n / 360) - 1] * \text{Valor Nominal}$$

c.) Base real/real:

$$[(1 + \text{Tasa Cupón}) ^ (n / \text{días efectivos del año calendario}) - 1] * \text{Valor Nominal}$$

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

Bonos ofrecidos con descuento:

$$\text{Precio} = ((\text{Valor Nominal} * (1 - \text{Dcto})) * (1 + \text{Interés Efectivo Acumulado}))$$

Bonos ofrecidos con prima:

$$\text{Precio} = ((\text{Valor Nominal} * (1 + \text{prima})) * (1 + \text{Interés Efectivo Acumulado}))$$

Dónde:

Base 365 días:

$$\text{Interés Efectivo Acumulado} = [(1 + \text{Tasa Cupón})^{n/365}] - 1$$

Base 360 días:

$$\text{Interés Efectivo Acumulado} = [(1 + \text{Tasa Cupón})^{n/360}] - 1$$

Base real/real:

$$\text{Interés Efectivo Acumulado} = [(1 + \text{Tasa Cupón})^{n/\text{días efectivos del año calendario}}] - 1$$

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 adquirentes 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 adquirentes 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 hiciera, 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 registrarán 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](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 Pública 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 Pública 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 Pública. 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 Pública 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 Pública. 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 Pública. 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 Pública 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 domiciliar 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 de 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, Transmataro, 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]

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	SUPLENTE
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, Ciudad 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 a cabo 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 Ingeniería 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 Constructora 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 Auditoría 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 N° 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 N° 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 disminuyó 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

CapEx

2012 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2014 ⁽²⁾	2015 ⁽²⁾	3T 2016 ⁽²⁾
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]

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 distribuido 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 construcción 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 expansión de la Red Principal el cual fue concluido 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

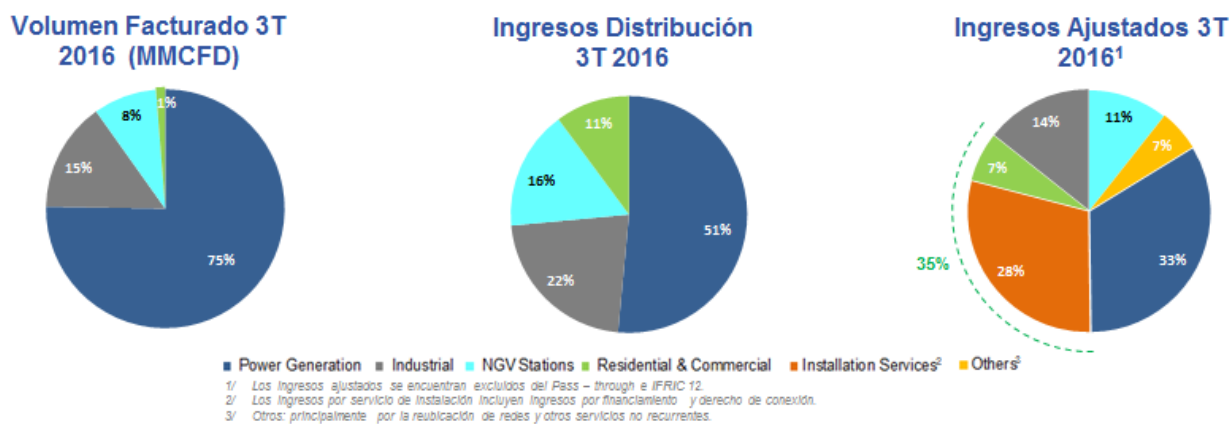
USD Miles	2012	2013	2014	2015	3T 2016
Importe de Capital	133301	220,528	235,583	230,352	224,804
Resultado neto	26,500	16,728	35,298	30,567	43,069
Reservas	4,310	6,960	8,633	12,163	15,546
Dividendos entregados a EEB				19,061	21,600
Dividendos decretados a EEB				19061	21,600

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 contruidos 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 Trecca.

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. (Trecca).

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 (Vehículo 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 (Vehículo 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

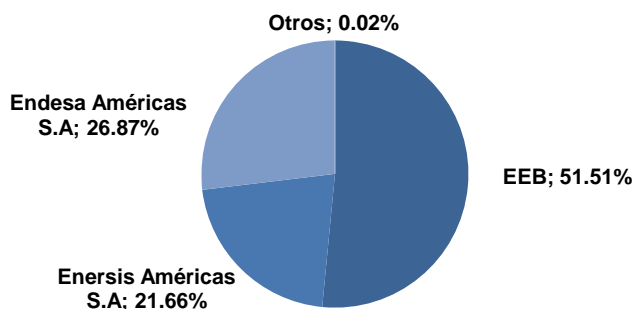
Emgesa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Grupo Enel.

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%
Energis 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 Termostiza	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 AGC³.

[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 inexecutable 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 Gobernación 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 m³ 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

Demanda energía Codensa GWh-año
 Demanda nacional energía GWh/año
 Participación de mercado - % demanda
 Clientes – No
 Pérdidas - %

	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.

Prospecto de Información
 Bonos Empresa de Energía de Bogotá

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 periodo 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 contruidos 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

CapEx

2012	2013	2014	2015	3T 2016
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.

Datos contruidos por: EEB / Fuente: REP

6.2.9.4 Consorcio Transmantaro S.A - CTM

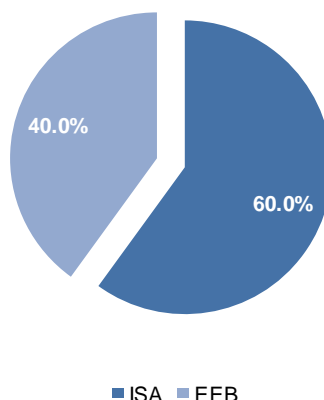
A través de CTM, el Emisor participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú. En 1998, se suscribió el contrato de concesión del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya con CTM. Dicho contrato tiene un plazo de 33 años, contados a partir del 27 de febrero de 1998, luego del cual los bienes objeto 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]

% Composición Accionaria



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 ProlInversión.

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

CapEx

2012	2013	2014	2015	3T 2016
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 – PROCONNECTIVIDAD, 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	Participación	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	Participación	Actividad
Gas Natural Servicios Ltda.	99.90%	Servicios
Colombiana de Extrusion S.A.	15.00%	Producción de tubería
Metrex S.A.	32.03%	Producción de medidores
Concentra Inteligencia de Energía 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.

Prospecto de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá

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%

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 contruidos 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
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Capacidad Total MMPC	766	771	852	813	961
Diferencia	314	263	334	329	472
Volumen 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

CapEx

2010	2011	2012	2013	2014	2015
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 contruidos 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.

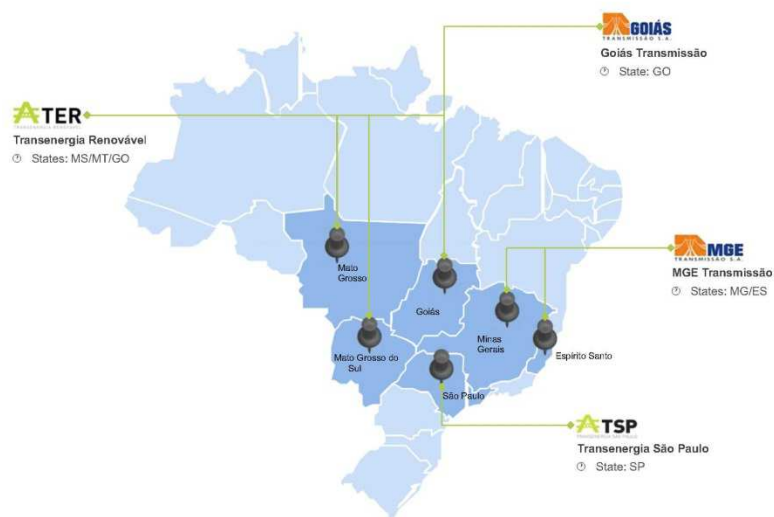
A través de GEBBRAS Participações Ltda, empresa domiciliada en la ciudad de Sao Paulo, Brasil, el Emisor participa en el negocio de de transmisión eléctrica en Brasil. El 21 de marzo de 2015, el Emisor anunció la adquisición de una participación accionaria equivalente del 51% de cuatro concesiones de 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: Espírito 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 contruidos 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 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-through 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 libertad 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 donde 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 contruidos 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 contruidos 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 tarifaria, 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 contruoidos 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
Consortio 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

Cientes

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, Cálida 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.	Energía	Guatemala	95,29%	95,29%	95,29%	95,29%

Prospecto de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá

EEB Perú Holdings LTD.	Vehículo de Inversión	Islas Caiman	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingeniería y Servicios S.A	Serv. Ingeniería	Guatemala	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	75,538	157,116	134,960	85,566
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	136,856	107,189	142,324	93,574
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	67,933	21,146	13,934	71,551
EEB Ingeniería 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

Prospecto de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá

	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 Ingeniería y Servicios S.A	54,193	2,761	432	55,312
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A.	14,956	4,975	(297)	4,678	-
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	10.007	2.979	437	3.416	-
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	3.285	1.749	326	2.075	-
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	12,128	100.00%	12,128
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	8.147	100%	8.147
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	3.594	100%	3.594
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	1.210	100%	1.210
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	4,975	-	100.00%
EEB Ingeniería 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%

Prospecto de Información
Bonos Empresa de Energía de Bogotá

EEB Perú Holdings LTD.	55,509	8,145	100.00%
EEB Ingeniería y Servicios S.A	2,979	437	100.00%
EEB Ingeniería 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 Ingeniería y Servicios S.A	1,749	326	100.00%
EEB Ingeniería 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 orgánico / 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 y Deuda	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	Vir. Libros Septiembre 2016 (COP Mm) Activo Propios	Vir. 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 EEB 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Con corte a <i>septiembre</i> 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 <i>30 de septiembre</i> de 2016 es por \$23.550. • Ingresos por intereses durante el año 2016 es equivalente a \$51.574.
---------------------	---

Deuda pasiva	<ul style="list-style-type: none"> • Con corte a <i>septiembre</i> 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 <i>30 de septiembre</i> de 2016 es por \$12.030. • Gasto por intereses durante el año 2016 es equivalente a \$12.522.
---------------------	---

Trecca S.A.

Asesoría en servicios de apoyo técnico	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> •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	<ul style="list-style-type: none"> •Con corte a <i>septiembre</i> 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 brasileiros. 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.

Trecca 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 – Río Córdoba 110 kW, debido al crecimiento de la demanda conectada en las subestaciones del enlace Santa Marta – Gaira – Río 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 Río 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 – Río Córdoba 110 kW, debido al crecimiento de la demanda conectada en las subestaciones del enlace Santa Marta – Gaira – Río 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 Río 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, Pacífico, 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.

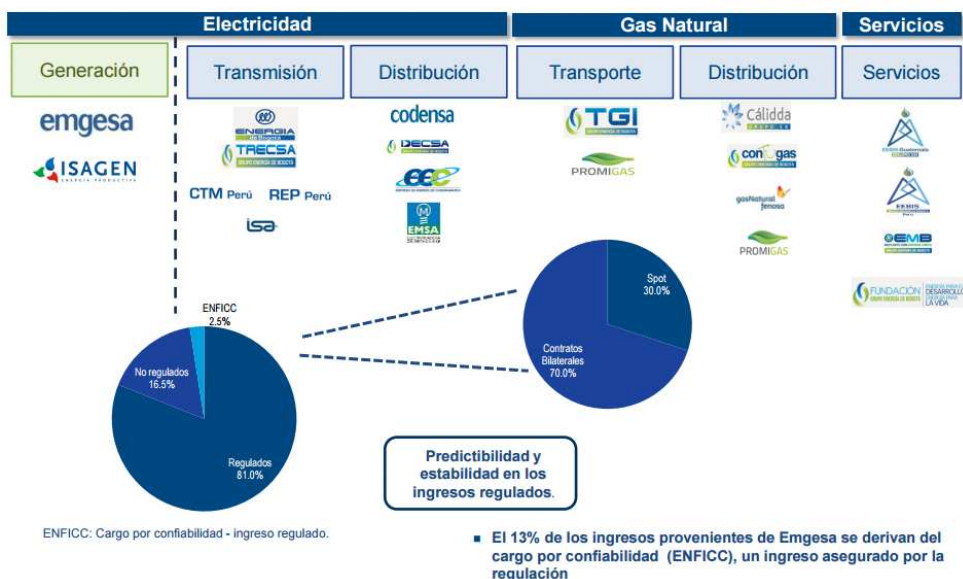
En cuanto a Brasil, y los recientes vehículos de transmisión incorporados, se ha iniciado el proceso de sinergias y de integración a la EEB y demás compañías vinculadas.

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]

81% de los ingresos proviene de negocios regulados



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 TRECOSA 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 cambio 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 reestructuración 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, doméstica 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 continuo 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 vicepresidenta, 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 Emisor 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.