



*cutting through complexity™*

## **Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP - EEB**

Informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados 2012 en cumplimiento de la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

**Abril de 2013**

# Contenido

<b>I.</b>	<b>Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>Arquitectura Organizacional</b>	<b>8</b>
<b>III.</b>	<b>Análisis y Evaluación de Puntos Específicos</b>	<b>15</b>
	Plan Estratégico Corporativo – PEC	<b>15</b>
	Gestión Financiera	<b>18</b>
	Gestión Técnica y Operativa	<b>29</b>
	Gestión Comercial	<b>33</b>
	Gestión Legal y Ambiental	<b>35</b>
	Oportunidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI	<b>41</b>
<b>IV.</b>	<b>Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión</b>	<b>42</b>
<b>V.</b>	<b>Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo</b>	<b>46</b>
<b>VI.</b>	<b>Sistema de Control Interno</b>	<b>57</b>
<b>VII.</b>	<b>Viabilidad Financiera</b>	<b>62</b>
<b>VIII.</b>	<b>Anexos</b>	<b>73</b>
	No. 1 Notas de los estados financieros del último periodo	<b>73</b>
	No. 2 Plantilla Indicadores y Referentes	<b>73</b>
	No. 3 Matriz de Riesgos	<b>73</b>
	No. 4 Plantilla de Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos	<b>73</b>
	No. 5 Encuesta del Sistema de Control Interno de la ESPD	<b>73</b>

# I. Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados

---

15 de abril de 2013.

Señores

Administración de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y  
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.  
Bogotá D.C.

Siguiendo los lineamientos de la normatividad vigente para la Auditoría Externa de Gestión y Resultado y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001, Resoluciones 321 de 2003 y 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD<sup>1</sup>; así como las Resoluciones CREG<sup>2</sup> 05, 19 y 23 de 1996, 072 de 2002, 034 de 2004 y sus resoluciones modificatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, en este documento presentamos el resultado de nuestra evaluación a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (en adelante EEB), en los siguientes aspectos:

- Arquitectura Organizacional
- Análisis y Evaluación de Puntos Específicos:
  - Planeación Estratégica
  - Gestión Financiera
  - Gestión Técnica y Operativa
  - Gestión Comercial
  - Gestión Legal y Ambiental
  - Calidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI<sup>3</sup>
- Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión
- Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo
- Sistema de Control Interno
- Viabilidad Financiera

El manejo integral de la Empresa es responsabilidad de la Administración. Nuestra responsabilidad como Auditores Externos consiste en expresar un concepto sobre el resultado de la revisión. Nuestro alcance no incluyó el examen de los Estados Financieros de EEB, al y por el año comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012. Por lo tanto, no expresamos opinión sobre los mismos.

Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con las normas internacionales de auditoría y de aseguramiento, de conformidad con las leyes y demás normas emitidas por la SSPD y la CREG enunciadas anteriormente. A continuación presentamos nuestras conclusiones.

---

<sup>1</sup> SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

<sup>2</sup> CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

<sup>3</sup> SUI: Sistema Único de Información

## 1. Arquitectura Organizacional

Se creó la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana, la cual adoptó un rol de estrategia, para agregar valor a las unidades de negocio y capturar sinergias en servicios compartidos; a nivel organizacional no se observaron otros cambios representativos.

La Empresa mantiene los certificados del Sistema de Gestión Integrado (SGI) bajo las normas de calidad ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009, ambiental ISO 14001:2004 y de seguridad y salud ocupacional OHSAS 18001:2007.

## 2. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

### 2.1. Plan Estratégico Corporativo - PEC

La Empresa posee un proceso de planeación estratégica maduro; durante el año 2012 mantuvo su enfoque estratégico, caracterizado principalmente por expandir las operaciones en Latinoamérica con prácticas de clase mundial.

Se observó que los 19 objetivos estratégicos definidos por la Empresa, tuvieron el siguiente nivel de cumplimiento: Muy Alto 12 (63,2%), Alto 2 (10,5%), Medio 2 (10,5%). Por otra parte, los objetivos "Incrementar los ingresos Nacionales e Internacionales" y "Garantizar excelencia operacional en el abastecimiento del Grupo", tuvieron un nivel de cumplimiento Bajo (10,5%) y el objetivo "Gestionar el portafolio de Servicios", tuvo un cumplimiento de Muy Bajo (5,3%).

La gestión de la Administración permitió llevar el nivel de ejecución del PEC a un rango ponderado de Alto, convirtiéndolo en uno de los elementos clave para el crecimiento, desarrollo y optimización del desempeño de EEB.

### 2.2. Gestión Financiera

Debido a la distribución anticipada de dividendos por parte de las empresas no controladas en el año 2010, los indicadores y resultados financieros de EEB tuvieron un comportamiento atípico en el año 2010 y 2011; el comportamiento de los mismos está volviendo a la normalidad en el año 2012.

Indicadores	2010	2011	2012
Margen Operacional	51,93%	50,02%	49,89%
Rentabilidad del Activo ROA	11,22%	2,92%	6,41%
Rentabilidad del Patrimonio ROE	18,16%	3,81%	8,32%
Razón Corriente	1,39	2,16	3,26
Endeudamiento	27,01%	20,40%	16,54%
CAPEX (En Millones de \$)	2.736	5.477	21.374
Flujo de Caja – CAPEX (Millones de \$)	68.294	59.703	45.341
Tasa de Inversión	11,50%	11,50%	11,50%

El margen operacional se mantiene estable en los dos últimos años; los ingresos operacionales crecieron 3,41% y el costo de ventas en 4,98%, este último por incremento en las órdenes y contratos de mantenimiento y reparación. No obstante, el margen se logra mantener vía aprovechamiento de la infraestructura, la cual generó otros ingresos.

Los indicadores que miden la rentabilidad de la Empresa principalmente ROA y ROE, presentaron un comportamiento atípico en el año 2010 y 2011, y no los hace comparables el año 2012, debido a que en las empresas no controladas en las cuales EEB mantiene inversiones de capital (Emgesa,

Codensa y Gas Natural) realizaron un cierre extraordinario a septiembre de 2010, el cual generó anticipación de ingresos por dividendos con lo que mejoró el resultado final del ejercicio 2010 y redujo el 2011. En el año 2012 se observa que los indicadores de rentabilidad están volviendo a tener un comportamiento de normalidad.

La utilidad neta de EEB para el año 2012 fue de \$690 mil millones, apalancada principalmente por los ingresos no operacionales de la Empresa; donde sobresale el 49% por dividendos de las empresas no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural, ISA, ISAGEN y Emsa) por \$494 mil millones e ingresos por vía método de participación por \$240 mil millones.

El mayor activo son las inversiones permanentes en empresas controladas y no controladas por valor de \$4,734 mil millones con la cual apalanca la generación de ingresos no operacionales; y su mayor pasivo está concentrado en las obligaciones financieras a largo plazo por valor de \$1.333 mil millones, el cual es producto de la financiación de los proyectos de expansión de los negocios de energía y gas.

Como parte del desarrollo del Plan Estratégico, durante el año se efectuaron inversiones de capital en las empresas (proyectos) Trecca, Calidda, Contugas, EEB ingeniería y servicios por \$168.128 millones.

El nivel de endeudamiento total de EEB, refleja una reducción progresiva del índice de deuda, al pasar de 20,40% a 16,54% en el año 2011 y 2012 respectivamente mejorando la gestión y administración de los recursos financieros de la Empresa.

### **2.3. Gestión Técnica y Operativa**

Los proyectos operacionales de inversión están alineados con los objetivos estratégicos de la Vicepresidencia de Transmisión en relación con la modernización de la infraestructura; al respecto se observó una ejecución del 65,1% del presupuesto total de inversión por \$33.965 millones, cumpliendo con la mayoría de los proyectos planeados.

Este año entró en operación el Proyecto UPME<sup>4</sup> 01 de 2009 Reactores Suroccidente, que consistió en la instalación de 3 reactores de barras de 230 kV con su respectiva bahía para maniobrar los equipos de acuerdo con la necesidad del sistema en las subestaciones Altamira, Mocoa y San Bernardino, con el fin de regular los niveles de tensión en la zona sur del país, como uno de los proyectos más representativos.

La ejecución del mantenimiento realizado versus al programado fue del 100%, tanto en las subestaciones, cuya composición de mantenimientos fue: preventivo con el 70,52%, seguido por el mantenimiento predictivo con un 19,40% y mantenimiento correctivo con el 10,07%; asimismo cumplió satisfactoriamente con las metas de calidad del servicio asociadas a salidas forzadas, tiempo promedio de reposición de fallas, disponibilidad de señales y disponibilidad de red.

### **2.4. Gestión Comercial**

Por el concepto de uso de red nacional, la cartera asciende a \$ 9.880 millones, en donde el 94% corresponde a cartera vigente; y el 6% corresponde a usuarios del STN que le deben a XM y empresas que se encuentran en liquidación.

---

<sup>4</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

Las contribuciones FAER<sup>5</sup> y PRONE<sup>6</sup> son recaudadas a través del ingreso de los transmisores, como un mayor valor y descontadas por XM de la factura en el momento del pago de los ingresos; estas contribuciones ascendieron a \$10.283 millones en el 2012, de los cuales el 59,11% corresponde a contribuciones FAER y el 40,89% a contribuciones PRONE y con respecto al año 2011 fueron superiores en un 4,22% por incremento en la facturación.

## 2.5. Gestión Legal y Ambiental

Se incrementó el número de procesos en el año 2012 principalmente por la nueva instancia de Ordinario Laborales (aplicación de beneficios convencionales), la cuantía total se redujo en un 15% con respecto al año 2011. EEB tiene una gestión de favorabilidad de los fallos superior a la de fallos desfavorables, además se redujo en un 17% los fallos desfavorables entre los años 2011 y 2012.

Con respecto a los procesos en contra de EEB se observó que el 80% del valor total de las instancias son por Jurisdicción Civil Ordinaria, Ordinarios Laborales (Aplicación de Beneficios Convencionales), por Acción de Nulidad y Resoluciones impuestas, y por Indemnizaciones de hechos, omisiones u operaciones administrativas.

El avance ponderado de cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental - PMA, Licencia Ambiental y Requisitos Legales para los 3 corredores es 99,21%. El presupuesto de los PMAs para el corredor central, corredor sur y sistema Bogotá fue de \$179 millones el cual 54,77% fue ejecutado, 19,54% fue trasladado a proyectos de la Fundación Grupo de Energía de Bogotá, el 16,7% de ahorro en contratos y proyectos, y el 8,9% no fue ejecutado. Para el corredor sur occidental el presupuesto del PMA fue de \$374 millones, del 93,05% fue ejecutado y el 6,95% fue trasladado a proyectos de la Fundación Grupo de Energía de Bogotá.

En abril del 2012 se ejecutó el seguimiento de la certificación ambiental ISO 14.001 con cero hallazgos y cero no conformidades realizado por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional) Colombia Ltda.

## 3. Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión

Para el proceso de cálculo de indicadores financieros al 31 de diciembre de 2012, en EEB se identificaron los valores que corresponden al negocio regulado de transmisión.

Indicadores Financieros	Año 2011			Año 2012		
	Referente	Indicador	Diferencia	Referente	Indicador	Diferencia
Rotación Cuentas por Cobrar (Días)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Rotación Cuentas por Pagar (Días)	30	18	12	30	8	11,7
Razón Corriente (Veces)	1,50	14,28	12,8	1,50	19,21	17,7
Margen Operacional (%)	74,67%	65,6%	9,03%	74,67%	63,6%	9,03%
Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces)	6,00	1	0,0	6,00	1	0,0
Relación de Suscritores Sin Medición (%)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Relación Reclamos Facturación (Por 10.000)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Atención Reclamos Servicios (%)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Atención Solicitud de Conexión (%)	0	1	1	0	0	0

EEB cumple con los referentes financieros y técnicos establecidos por la SSPD; asimismo, éstos mejoran con respecto al año 2011, excepto el Margen Operacional, el cual es calculado por EEB con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 034 de 2004.

<sup>5</sup> FAER: Fondo de Apoyo financiero para la Energización de zonas Rurales interconectadas.

<sup>6</sup> PRONE: Programa de normalización de redes eléctricas.

#### 4. Sistema de Control Interno

De acuerdo al resultado del análisis de las respuestas de los colaboradores, la información entregada por EEB, las consultas en la página Web y el resultado de las pruebas corroborativas, se determinó que el nivel de madurez del Sistema de Control Interno, es de 4,45 sobre 5, es decir, que EEB ha definido y consolidado un Modelo Sostenible del Sistema de Control Interno de forma integrada en toda la organización, más allá de los cambios regulatorios que impacten en el proceso de cumplimiento requeridos por las diferentes normas y regulaciones.

Se observa que EEB mantiene y mejora continuamente su estructura de Control Interno. Ello le permite conducir de manera ordenada sus operaciones y contribuye con el logro de sus objetivos empresariales, dando una seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de normas, políticas y procedimientos.

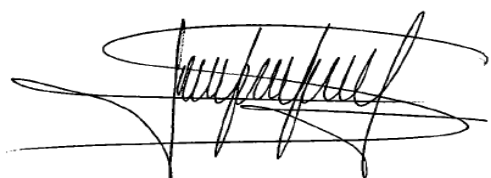
#### 5. Viabilidad Financiera

Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de EEB.

Los crecimientos proyectados en los ingresos operacionales dependen en parte a los nuevos proyectos de Transmisión y la actualización anual de los ingresos por servicios de energía del STN a las tasas anuales proyectadas IPP de Colombia, PPI<sup>7</sup> de Estados Unidos y la TRM.

Los ingresos no operacionales corresponden al 95% del total de ingresos generados por la Empresa, y están constituidos principalmente por los rubros "Método de Participación" y "Dividendos y Participaciones", con crecimientos en promedio anual del 13,2%, respectivamente, siendo sus principales componentes, los futuros ingresos esperados de las inversiones en las empresas controladas y no controladas.

Se observa que la caja requerida para la operación del negocio de transmisión, la ejecución de proyectos de inversión, servicio a la deuda y pago de dividendos, es cubierta con facilidad tanto por los flujos generados anualmente como por el saldo en caja.



Fabian Echeverría Junco.  
*Representante*  
*Consorcio KPMG – Auditoría de Gestión*

---

<sup>7</sup> PPI: Product Price Index.



## II. Arquitectura Organizacional

---

En este capítulo presentamos los cambios organizacionales más importantes de la Empresa ocurridos durante el año 2012, según lo observado a nivel de las actas de la Junta Directiva, organigrama, modelo de procesos, entrevistas con la Gerencia de Gestión Humana y otros documentos internos.

### 1. Tipo de sociedad

Durante el 2012 no se presentaron cambios relacionados con el tipo de sociedad según lo reportado en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) del 17 de abril de 2012 y a los estatutos sociales de EEB capítulo I, el cual menciona que la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, es una Empresa de Servicios Públicos de transmisión de energía eléctrica, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme a las disposiciones de la Ley 142 de 1994.

### 2. Capital (Autorizado, Suscrito, Pagado)

El siguiente es el capital autorizado, suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2012.

Capital Autorizado, Suscrito y Pagado	
Concepto	2012
Capital Autorizado	2.370.000.000.000
Capital Suscrito	492.111.088.111
Capital Pagado	492.111.088.111
Número de acciones	9.181.177.017
Valor nominal acción	53,60

Fuente: Certificado de Cámara de Comercio de Bogotá, de 31 de enero de 2013 y Gerencia de Contabilidad

No se observa cambios en la estructura del capital Autorizado, Suscrito y Pagado de EEB frente al año anterior.

### 3. Composición Accionaria

Por la composición y el origen de su capital, EEB es una sociedad constituida con aportes estatales y de capital privado, de carácter u orden distrital. Los accionistas, junto con su participación en el capital de EEB, al 31 de diciembre 2012, se presentan a continuación:

Composición Accionaria	
Accionista	2012
Bogotá, Distrito Capital	76,3%
Ecopetrol	6,9%
Fondo de pensiones / Otros	13,2%
Corficolombiana	3,6%



Composición Accionaria	
Accionista	2012
Otros *	0,1%

\* *Financiera Energética Nacional (FEN), Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S. A. y Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S. A. ESP*

No se observa cambios relevantes en la estructura de la composición accionaria de EEB frente al año anterior.

#### 4. Órganos de Dirección, Administración, y Fiscalización

De acuerdo con la revisión de las Actas de Junta Directiva y de Asamblea de Accionistas, se evidenció que los Órganos de Dirección dieron cumplimiento y actuaron alineados con las atribuciones y responsabilidades definidas en los Estatutos Sociales de la Empresa.

Debido al cambio de Administración Distrital, el 27 de enero de 2012 se realizó la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas el cual definió la nueva Junta Directiva de la Empresa con las siguientes personas:

Miembros Junta Directiva	
Junta Directiva	Suplentes
Primer renglón: Gustavo Petro Urrego	Carlos Arturo Garcia
Segundo Renglón: Fernando Arbeláez Bolaños	Carlos Fidel Simancas Narváez
Tercer Renglón: Mauricio Trujillo Uribe	Guillermo Raúl Asprilla Coronado
Cuarto Renglón: Alberto José Merlano Alcocer	Ricardo Bonilla González
Quinto Renglón: Fernando Gómez Franco	Blanca Maria Margarita Florez Alonso
Sexto Renglón: Jorge Reniel Pulecio Yate	Maria Fernanda Rojas Mantilla
Séptimo Renglón: Diego Bravo Borda	Jorge Luis Peñuela Ramos
Octavo Renglón: Luis Carlos Sarmiento Gutiérrez	Mauricio Cárdenas Muller
Noveno Renglón: Claudia L Castellanos Rodriguez	Boris Villa Gallo

Fuente: *Certificado Cámara de Comercio de Bogotá – 31 de enero de 2013*

Según el Certificado de Cámara de Comercio de Bogotá del 31 de enero de 2013, se observó que renunciaron al cargo durante el año 2012 los siguientes miembros suplentes de la Junta Directiva: Carlos Arturo Garcia, Ricardo Bonilla Gonzalez y Blanca Maria Margarita Florez Alonso. Estos cargos estuvieron vacantes a 31 de diciembre de 2012.

Los Representantes Legales de EEB, al 31 de diciembre de 2012 son:

Presidente	Mónica de Greiff Lindo
Primer Suplente del Presidente	Henry Navarro Sánchez
Segundo Suplente del Presidente	Jorge Armando Pinzon Barragan
Tercer Suplente del Presidente	Mario Trujillo Hernández

Debido a la conformación de la nueva Junta Directiva se estipuló que la sociedad tenga un Comité de Auditoría integrado por los miembros independientes de la Junta Directiva, el cual se designó a los siguientes miembros:

Principales	Suplentes
Fernando Gomez Franco	Blanca Maria Margarita Florez Alonso
Luis Carlos Sarmiento Gutiérrez	Mauricio Cárdenas Muller
Claudia Lucía Castellanos Rodriguez	Boris Villa Gallo

De igual manera la Junta Directiva designó a los nuevos miembros del Comité de Gobierno Corporativo, el cual debe estar integrado por tres miembros de la Junta y al menos uno de ellos será miembro independiente de la misma así:

Principales	Suplentes
Claudia Lucía Castellanos Rodriguez	Boris Villa Gallo
Fernando Arbeláez Bolaños	Carlos Fidel Simancas Narvárez
Alberto J Merlano Alcocer	Ricardo Bonilla González

En la Asamblea de Accionistas del 14 de marzo de 2012 se designó a la firma Deloitte & Touche Limitada como Revisor Fiscal de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., para un período de dos (2) años correspondientes a los ejercicios de los años 2012 y 2013.

## 5. Ideas Rectoras y Acciones Organizacionales

Las ideas rectoras de EEB tuvieron algunas modificaciones con respecto al año anterior. A continuación se enuncian:

### Misión:

Somos un Grupo Empresarial que genera valor a sus accionistas y a Bogotá D.C. y demás grupos de interés, a través de la participación relevante en el sector energético nacional e internacional, con responsabilidad global, prácticas de clase mundial y un equipo humano motivado, innovador y eficiente.

A la misión de la organización se le agregó “y demás grupos de interés”, también equipo humano “motivado”, y se eliminó “y de infraestructura” nacional e internacional.

### Visión:

En el año 2024, ser en Latinoamérica el primer grupo transportador independiente de gas natural, actor relevante en transmisión y distribución de energía eléctrica y gas natural, con participación importante en otros negocios del sector energético y reconocido como grupo de clase mundial.

Se observó un ajuste en la redacción de la visión del año 2012, donde en la frase “ser en Latinoamérica el primer grupo transportador independiente de gas natural”, se modificó “en América Latina” por “ser en Latinoamérica”, y en la frase “actor relevante en transmisión y distribución de energía eléctrica y gas natural” se excluyó “nacional e internacional”, ya que ya era redundante en la visión.

### Valores Institucionales

No se observaron cambios en los valores de la Empresa para el año 2012.

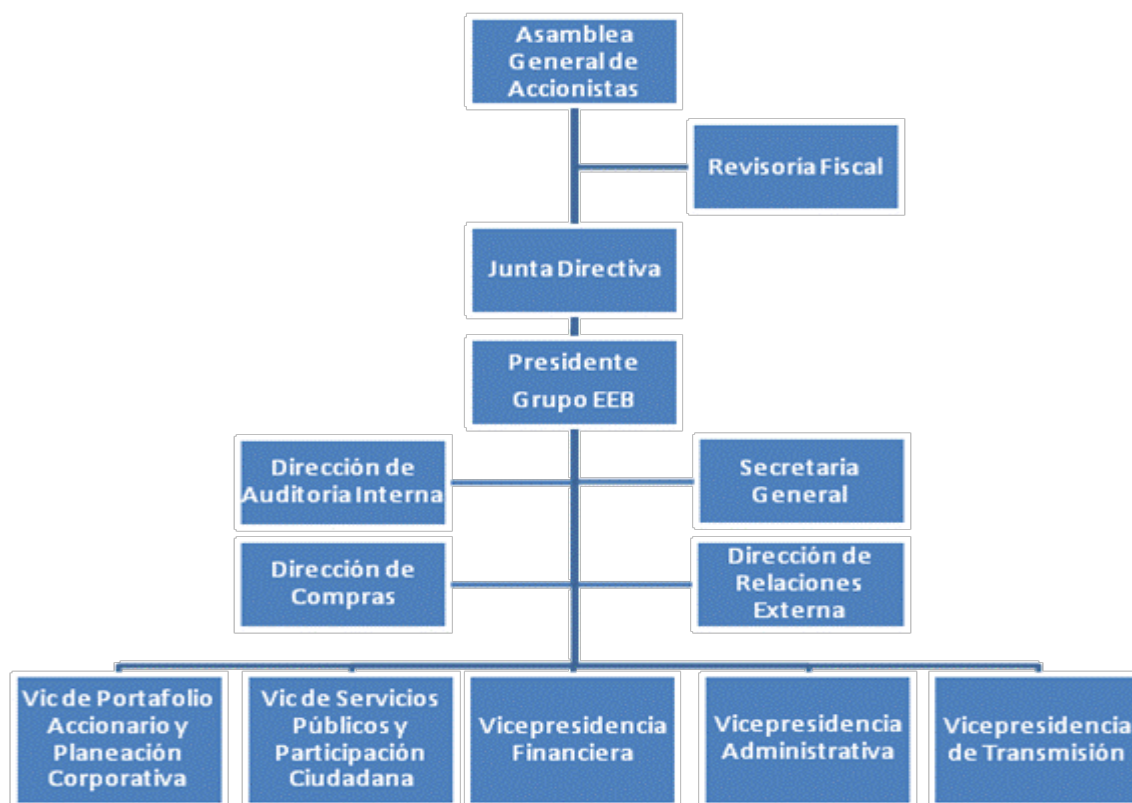
## 6. Modelo Organizacional

En la Junta Directiva de 31 de enero de 2012 aprobó la creación de la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana, para adoptar un rol de estrategia, que le permita agregar valor a las unidades de negocio y capturar sinergias en servicios compartidos. Así mismo permite desarrollar habilidades y tener recursos para controlar y dirigir sus negocios directos, manteniendo sus responsabilidades de Ciudadano Corporativo.

La Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana está compuesta por la Vicepresidente, dos asesores y una secretaria. Las funciones específicas de la Vicepresidencia son:

- Apoyar la elaboración, ejecución y evaluación del Plan de Ordenamiento Territorial, los planes maestros y demás instrumentos normativos de ordenamiento territorial que se desarrollen en la ciudad de Bogotá en lo relacionado con el grupo Energía de Bogotá y sus Empresas participadas, asistiendo por la Empresa al Comité de servicios Públicos de la ciudad. Contribuir en el mismo sentido en las zonas de influencia del grupo Empresarial.
- Gestionar las relaciones interinstitucionales con el sector HABITAT en el Distrito capital, especialmente las inherentes a las Comisiones Intersectoriales y liderar la formulación, desarrollo y puesta en marcha de los Planes Institucionales de Respuesta a Emergencias (PIRE), de Gestión Ambiental (PIGA) y de Acción Cuatrienal Ambiental (PACA).
- Establecer con el Gobierno de Bogotá y sus distintas entidades, las necesidades de cooperación y coordinación de la ciudad con respecto al Grupo y sus Empresas participadas. Formular agendas de trabajo y promover su ejecución.
- Hacer seguimiento a las características y valoraciones de la prestación del servicio público ofrecido por el Grupo y sus Empresas participadas.
- Impulsar el fortalecimiento de las instancias comunitarias y sociales de interacción con el Grupo Energía de Bogotá y sus Empresas participadas, que promuevan el mejoramiento de la prestación del servicio público.
- Impulsar al interior de la Empresa y el Grupo Energía de Bogotá, el desarrollo de propuestas sobre temas de interés para la ciudad, relacionados con desarrollo urbano, modos energéticos alternativos, integración energética, eficiencia energética, transporte, entre otros.
- Gestionar las relaciones corporativas e institucionales con Codensa, Emgesa y Gas Natural e identificar y poner en marcha sinergias con otras empresas de servicios públicos.
- Definir y poner en marcha estrategias para promover la participación ciudadana en el Grupo Energía de Bogotá y sus empresas participadas.

Debido a la creación de la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana, la estructura organizacional de EEB quedó conformada de la siguiente manera:



Las principales actividades gestionadas por la nueva Vicepresidencia con respecto al objetivo estratégico “Consolidar el Modelo de Responsabilidad Global” fueron:

- Elaboración del documento con la propuesta de un modelo de valor compartido para EEB.
- Elaboración del documento análisis y evaluación de la situación energética de la ciudad, incluyendo diagnóstico general, estructura, investigación y plan de acción 2013.
- Elaboración del documento propuesta de política de participación ciudadana; incluye marco conceptual y lineamientos de política.

Igualmente la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana, gestionó el desarrollo de capacitadores en innovación para 20 colaboradores y lideró el diseño del documento diagnóstico para el Premio Colombiano a la Excelencia con el acompañamiento de la Corporación Calidad.

## 7. Número de Empleados Vinculados

La siguiente es la composición del número de empleados por tipo de contratación al 31 de diciembre del 2012 en comparación con el año 2011.

Empleados		
Concepto	2011	2012
Activos	154	185
SENA y Practicantes Universitarios	12	11

Fuente: Reporte de Nómina diciembre 2011-2012

Se observó que durante año 2012 hubo 12 retiros de los empleados activos. Se realizaron 43 nuevas contrataciones de empleados activos de los cuales 16 empleados fueron contratados para el Proyecto UMPE 02 - 2009 S/E Armenia a término fijo. Para el mismo período se retiraron 22 practicantes del SENA y universitarios. La Empresa contrató 19 nuevos practicantes bajo la modalidad de aprendizaje en el desarrollo de actividades propias de la Empresa.

## 8. Niveles de Delegación

En el Certificado de Cámara y Comercio, se agregó para la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana otorgamiento para suscribir los actos, contratos, convenios, órdenes de servicio, de compra y demás órdenes que requiera la Vicepresidencia, de acuerdo con la naturaleza de sus funciones, por una cuantía que no exceda el equivalente a quinientos (500) salarios mínimos legales mensuales vigentes. Esta delegación pretende dar mayor agilidad en la toma de decisiones y aprobación de contratos. Actualmente los niveles de delegación vigentes son:

Niveles de Delegación Otorgados	
Cargo	Valor en SMMVL
Presidente	Hasta 70.000
Vicepresidente de Transmisión	2.000
Secretario General	500
Director de la Oficina de Relaciones Externas	500
Vicepresidente Financiero	500
Vicepresidente Administrativo	500
Vicepresidente de Servicios Públicos y Participación Ciudadana	500
Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa	500

*Fuente: Certificado Cámara de Comercio de Bogotá – 31 de enero 2013*

El Comité de Presidencia aprueba los contratos superiores a 500 SMLV en materia de órdenes de servicio o de compras.

## 9. Sistemas de Gestión de la Calidad

Se evidenció en el Acta de Junta Directiva 1489 que durante los días comprendidos entre el 10 y el 12 de abril de 2012 se llevó a cabo la Auditoría Externa de seguimiento a los certificados del Sistema de Gestión Integrado (SGI) bajo las normas de calidad ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009, ambiental ISO 14001:2004 y de seguridad y salud ocupacional OHSAS 18001:2007 con un resultado de cero (0) no conformidades y cero (0) observaciones de la auditoría realizada por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional).

Bureau Veritas Certificación recomendó realizar una auditoría de seguimiento para el año 2013 y hacer la auditoría de recertificación en el año 2014 en el Sistema de Gestión Integrado para los Negocios de Transmisión de Energía Eléctrica y el Portafolio Accionario, renovando así los certificados por tres (3) años.

EEB logró la certificación básica en “Work & Life Balance”, válida hasta el mes de noviembre de 2014, que busca estimular la satisfacción de sus colaboradores, mediante un entorno de trabajo sano.

## Conclusiones

- Se creó la Vicepresidencia de Servicios Públicos y Participación Ciudadana para adoptar un rol de estrategia, que le permita agregar valor a las unidades de negocio y capturar sinergias en servicios compartidos.
- Debido al cambio de Administración Distrital, hubo cambios en los miembros de la Junta Directiva, aprobada en la Asamblea General Extraordinaria de Accionista del 27 de enero de 2012.
- Se observó que renunciaron al cargo tres miembros suplentes de la Junta Directiva y que dichos cargos estaban vacantes al 31 de diciembre de 2012.
- No se observaron actuaciones que hagan suponer que la Empresa obró fuera de la normatividad o fuera de lo establecido en su objeto social.
- La Empresa no realizó emisiones de acciones. Su composición accionaria y el valor nominal de la acción no tuvo cambios con respecto al año anterior.
- La Empresa mantiene sus certificaciones en los sistemas de Gestión de Calidad ISO 9001, OSHAS 18001, ISO 14001 y en NTCGP 1.000.



### III. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

---

#### 1. Plan Estratégico Corporativo - PEC

A continuación presentamos la estructura del Plan Estratégico Corporativo (PEC), el cual se contiene el direccionamiento estratégico de la Empresa, reflejada en los objetivos por perspectiva, mediciones, indicadores y metas para el año 2012.

##### 1.1. Direccionamiento Estratégico

El Direccionamiento estratégico de EEB define los lineamientos estratégicos para focalizarse hacia donde se quiere llegar, los cuales están divididos en cuatro perspectivas para lograr el cumplimiento de la visión de la Empresa

- Financiera.
- Cliente.
- Interna y Aprendizaje.
- Crecimiento

En los lineamientos se destaca la expansión de operaciones en Latinoamérica y gestión con prácticas y reconocimiento de clase mundial.

Dentro del despliegue estratégico está claramente descrito en dónde la Empresa quiere competir, con qué y en qué competir con su propuesta de valor corporativo como la eficiencia, rentabilidad, seguridad y confiabilidad.

##### 1.2. Mapa Estratégico

El mapa estratégico es la guía de mando que dirige la Empresa al alcance de la visión constituido por cuatro perspectivas y diecinueve objetivos estratégicos.

Para el año 2012 existieron modificaciones en 6 objetivos con respecto al año 2012, que no afectan en el direccionamiento del mapa estratégico de la Empresa.

Se observó que se eliminó el objetivo "Gestionar las condiciones del negocio desde el punto de vista legal y regulatorio", porque EEB decidió trasladarlo a los mapas estratégicos de las unidades de negocio.

Para EEB es de suma importancia el tema de innovación; por esa razón se agregó para el mapa estratégico corporativo del año 2012 el objetivo "Implementar modelo de innovación para el grupo EEB", siendo coherente con lineamiento estratégico de innovación y diversificación en negocios y portafolio.

### 1.3. Indicadores y Proyectos Estratégicos

Para cada uno de los objetivos estratégicos se miden sus cumplimientos por medio de indicadores de gestión que son evaluados con respecto a la meta establecida bajo la metodología Balanced Score Card en las reuniones de análisis estratégico – RAE's<sup>8</sup>, con una frecuencia trimestral. El cumplimiento de algunos objetivos específicos, es medido con base en el porcentaje de avance del proyecto con respecto a la meta establecida.

En el año 2012 se puso en funcionamiento el Sistema de Información Gerencial – SIG, para la funcionalidad del PEC y del SIMEG (procesos). La funcionalidad del sistema agrupa la información estratégica del Plan Estratégico Corporativo y apoya los análisis y reportes que se requieran para verificar el direccionamiento de la Empresa. La funcionalidad SIMEG incluye los parámetros de control (indicadores) que miden el cumplimiento de los procesos de la organización.

Para la perspectiva financiera y cliente, los objetivos estratégicos fueron medidos por indicadores, mientras en las perspectivas procesos internos y aprendizaje fueron medidos adicionalmente por iniciativas que contienen los proyectos de cada objetivo.

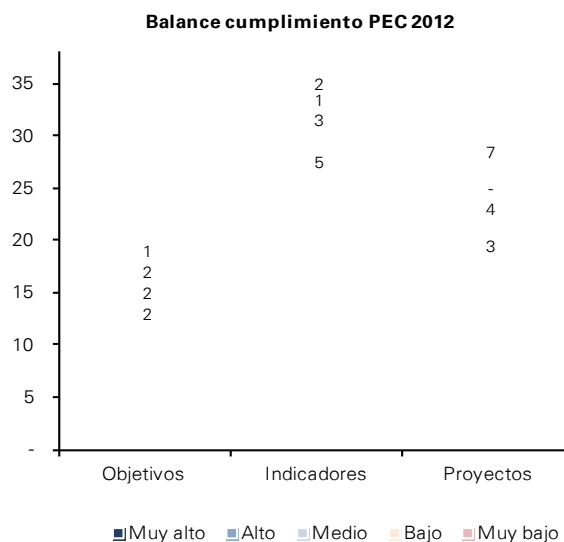
Los objetivos estratégicos del PEC lo conforman iniciativas y proyectos, estos tienen una ponderación para la medición final del objetivo, donde los proyectos tienen un peso del 60% mientras las iniciativas el 40% restante. En la medición de los proyectos se tiene en cuenta el avance físico con un peso del 70% como el presupuesto ejecutado con un 30%.

El cumplimiento de los objetivos, indicadores y proyectos del PEC se clasifican el siguiente rango: muy alta, alta, medio, baja y muy baja; estos dependen del logro de metas a nivel de tiempo, presupuesto y efectividad.

Como resultado de la ponderación y calificaciones de los indicadores y proyectos, la calificación final del PEC fue Alto, la perspectiva financiera obtuvo un nivel de cumplimiento Alto, la perspectiva clientes un nivel de cumplimiento Muy Alto la perspectiva de procesos internos un nivel de cumplimiento Alto y la perspectiva de crecimiento y aprendizaje un nivel de cumplimiento fue Alto.

Se observó que de los 19 objetivos estratégicos, solo el objetivo "Gestionar el portafolio de servicios" de la perspectiva de procesos Internos, obtuvo un resultado Muy Bajo (5,3%). El 63,2% de los objetivos tuvieron un cumplimiento de Muy Alto. El 10,5% de los objetivos alcanzó un resultado Bajo como el objetivo "Incrementar los ingresos Nacionales e Internacionales" y "Garantizar excelencia operacional en el abastecimiento del Grupo".

El 69% de los indicadores tuvieron calificación de Muy Alto. El 9% de los indicadores tuvieron una calificación entre Bajo y Muy Bajo, tales como: la cobertura del PACC<sup>9</sup>, el incremento de ingresos por servicios complementarios y el crecimiento



<sup>8</sup> RAE: Reunión de Análisis Estratégico

<sup>9</sup> PACC: Plan Anual de Compras y Contratación



de ingresos operacionales, afectando la calificación final de la perspectiva financiera. De los 32 proyectos del PEC, los siguientes 6 tuvieron una calificación de Muy Bajo:

## Conclusiones

- Los objetivos del plan estratégico corporativo y las metas establecidas por la Empresa de Energía de Bogotá, se están cumpliendo, acercándose a la visión de la Empresa.
- EEB implementó el Sistema de Información Gerencial – SIG, el cual es una herramienta que agrupa la información estratégica del Plan Estratégico Corporativo que le permite monitorear el avance del PEC frente a la estrategia definida de crecimiento.
- El 73% del total de los objetivos del Plan Estratégico Corporativo lograron una calificación de Alto y Muy Alto, con respecto al tiempo y presupuesto otorgado.
- Se realizan seguimientos al plan estratégico trimestralmente, permitiendo visualizar los logros y dificultades que se estén presentando para tomar acciones de mejoras y así no desviar el cumplimiento del plan de la Empresa.

## 2. Gestión Financiera

Esta evaluación comprende el análisis a los principales aspectos económicos relacionados con la Gestión Financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP y los lineamientos de la normatividad vigente para las Auditorías Externas de Gestión de Resultados y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001 y la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliados – SSPD; así como la Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Los estados financieros utilizados para nuestro análisis corresponden al período terminado del 31 de diciembre de 2011 y 2012, los cuales fueron certificados por la Gerencia de Contabilidad de la Empresa y dictaminados por el Revisor Fiscal Deloitte & Touche Ltda.; ambos dictámenes están certificados y se presentaron sin salvedades (Opinión limpia).

### 2.1. Balance General

#### Activos

El activo total de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) crece 3,2% y su estructura se mantiene estable al 31 de diciembre de 2012 en comparación con el mismo período del año 2011. Sus mayores recursos están invertidos en el activo no corriente por valor de \$10.368 mil millones (96%), representados en Inversiones Permanentes por \$4.734 mil millones (44%) y en las valorizaciones por \$4.306 mil millones (40%), principalmente.

Durante el período de diciembre de 2011 a diciembre de 2012, las operaciones mostraron un aumento progresivo en los activos totales de EEB por \$333 mil millones (3,2%), principalmente por capitalizaciones en Trecca por \$114.972 millones, Calidda por \$38.131 millones, Contugas por \$14.580 millones, método de participación en filiales por \$229.662 millones y valorizaciones patrimoniales en empresas controladas por \$25.143 millones, respectivamente.

#### Pasivos

El pasivo total de EEB se redujo en el año 2012 por valor de \$348 mil millones equivalente al 16,3% frente al 2011; la reducción de la deuda financiera se explica por la cancelación de obligaciones financieras de corto plazo y largo plazo por \$158.951 y \$130.597 millones y también por el efecto de la diferencia en cambio principalmente. Su mayor concentración esta en el pasivo no corriente por \$1.658 mil millones (93%), donde sobresale el rubro de obligaciones financieras a largo plazo por \$1,281 mil millones, el cual está compuesto por Deuda Externa de LP por \$1,255 mil millones, Contratos Leasing por \$1.340 millones y operaciones de Cobertura Financiera por \$24 mil millones, principalmente.

#### Patrimonio

El año 2010 fue un año atípico debido a la distribución anticipada de dividendos, lo cual afecto y redujo las utilidades del año 2011; en el año 2012 las utilidades vuelven a sus niveles normales; sin embargo no son comparables con el año 2011 y 2012.

A continuación presentamos el balance general al 31 de diciembre de 2010, 2011 y 2012:

<b>Empresa de Energia de Bogota S.A. E.S.P.</b>					
<b>Balances Generales</b>					
<b>(En Millones de Pesos Colombianos)</b>					
<b>Activos</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>Var \$ 2010-2011</b>	<b>Var \$ 2011-2012</b>
<b>Activo Corriente</b>					
Efectivo	126.425	254.568	34.671	128.144	(219.897)
Inversiones	140.644	126.070	176.342	(14.574)	50.272
Deudores	944.834	244.658	187.982	(700.176)	(56.676)
Inventarios	8.548	11.253	10.095	2.705	(1.158)
Otros activos	479	562	563	83	2
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>1.220.930</b>	<b>637.110</b>	<b>409.653</b>	<b>(583.819)</b>	<b>(227.457)</b>
<b>Activo No Corriente</b>					
Inversiones	3.430.448	4.344.974	4.733.906	914.525	388.933
Deudores	715.421	754.296	664.009	38.875	(90.288)
Propiedad, planta y equipo	269.146	264.278	273.621		9.342
Depositos entregados en Admon	218.908	204.943	197.663	(13.965)	(7.279)
Otros Activos	131.908	217.888	192.597	85.980	(25.291)
Valorizaciones	3.755.261	4.021.451	4.306.279	266.190	284.828
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>8.521.093</b>	<b>9.807.830</b>	<b>10.368.075</b>	<b>1.286.737</b>	<b>560.245</b>
<b>Total Activos</b>	<b>9.742.023</b>	<b>10.444.941</b>	<b>10.777.728</b>	<b>702.918</b>	<b>332.788</b>
<b>Pasivos</b>					
<b>Pasivo Corriente</b>					
Obligaciones Financieras Cp	120.935	219.555	60.604	98.620	(158.951)
Cuentas por Pagar	718.216	39.810	30.233	(678.406)	(9.576)
Obligaciones Laborales	1.581	2.381	3.113	800	732
Pasivos Estimado	2.727	3.041	1.093	314	(1.949)
Pensiones de Jubilacion	27.041	25.865	26.179	(1.177)	315
Beneficios Comple. Pensiones	5.089	4.256	4.256	(833)	0
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>875.589</b>	<b>294.907</b>	<b>125.478</b>	<b>(580.681)</b>	<b>(169.429)</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>					
Obligaciones Financieras Lp	1.420.713	1.478.520	1.333.324	57.807	(145.196)
Pasivos Estimados y Provisiones	64.480	63.580	52.166	(900)	(11.414)
Pensiones de Jubilacion	233.608	233.875	216.387	266	(17.488)
Cuotas Partes Pensionales (Neto)	1.787	24.325	24.451	22.538	126
Beneficios Complementarios	35.088	35.783	31.263	695	(4.520)
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>1.755.677</b>	<b>1.836.083</b>	<b>1.657.591</b>	<b>80.406</b>	<b>(178.492)</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>2.631.266</b>	<b>2.130.990</b>	<b>1.783.069</b>	<b>(500.276)</b>	<b>(347.921)</b>
<b>Patrimonio</b>					
<b>Patrimonio</b>					
Capital Suscrito y Pagado	664.993	492.111	492.111	(172.882)	0
Reservas	1.730.516	1.732.876	1.718.207	2.361	(14.670)
Resultado del Ejercicio	2.361	305.294	690.701	302.934	385.407
Resultado de Ejercicios Anteriores	0	0	0	0	0
Superávit por Donaciones	6.655	6.655	6.655	0	0
Superávit por Valorizaciones	3.755.261	4.021.451	4.306.279	266.190	284.828
Prima en Colocacion de Acciones	97.412	837.799	837.799	740.387	0
Superávit Metodo de Participación	317.994	382.197	407.341	64.204	25.143
Revalorización del Patrimonio	535.567	535.567	535.567	0	0
<b>Total Patrimonio</b>	<b>7.110.757</b>	<b>8.313.951</b>	<b>8.994.659</b>	<b>1.203.193</b>	<b>680.708</b>
<b>Pasivo + Patrimonio</b>	<b>9.742.023</b>	<b>10.444.941</b>	<b>10.777.728</b>	<b>702.918</b>	<b>332.788</b>

Fuente: Estados Financieros 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

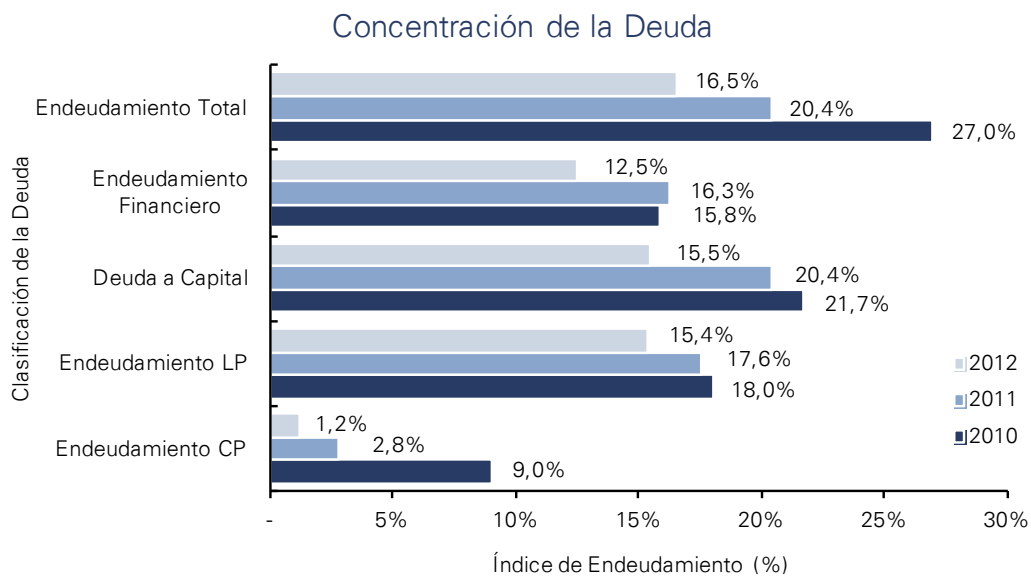
Los aspectos relevantes del análisis del balance general son los siguientes:

- La cuenta de efectivo e inversiones temporales disminuyó por \$169.625 millones en el año 2012, explicado principalmente por el pago de obligaciones financieras en deuda interna por \$159.972 millones, pago de los dividendos decretados en EEB por \$319.993 millones, la capitalización de Trecca por \$114.972 millones y pago de intereses de deuda extranjera por \$71.437 millones. Por otra parte EEB recibió dividendos por \$556.929 millones por participación en empresas no controladas.
- Inversiones Permanentes es el rubro de mayor peso dentro la estructura financiera de la Empresa, dado que tiene una participación de \$4,734 mil millones equivalentes a un 44% del total de los activos de la Empresa. Se observa un crecimiento de \$388.933 millones, 9% más que el año anterior; principalmente por capitalizaciones en Trecca, Calidda, Contugas, EEB Ingeniería y Servicios por valor de 168.128 millones; valorizaciones patrimoniales en empresas controladas por \$25.143 millones y método de participación en filiales por \$229.662 millones.

El incremento continuo de las inversiones hace parte de la estrategia corporativa de crecimiento y vinculación de inversionistas para garantizar la expansión e incremento de las utilidades de la Empresa.

- Las valorizaciones crecieron en \$285 mil millones; un 7,1% frente al año anterior, debido a la actualización que por valor intrínseco se hace de las inversiones permanentes sin control y del valor promedio en la Bolsa de Valores de Colombia de las acciones que cotizan.

Los resultados del nivel de endeudamiento de EEB para el año 2012 muestra una posición del servicio de deuda estable, con un comportamiento decreciente y reducción en los índices de concentración de la deuda; EEB ha mantenido niveles de endeudamiento controlados y acordes con las estrategias financieras del negocio definidas; reflejo de ello es la reducción de su nivel de endeudamiento total en 3.86% puntos porcentuales con respecto al año 2011 y 6.61% puntos porcentuales respecto al año 2010.



**Fuente:** Estados Financieros 2010, 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

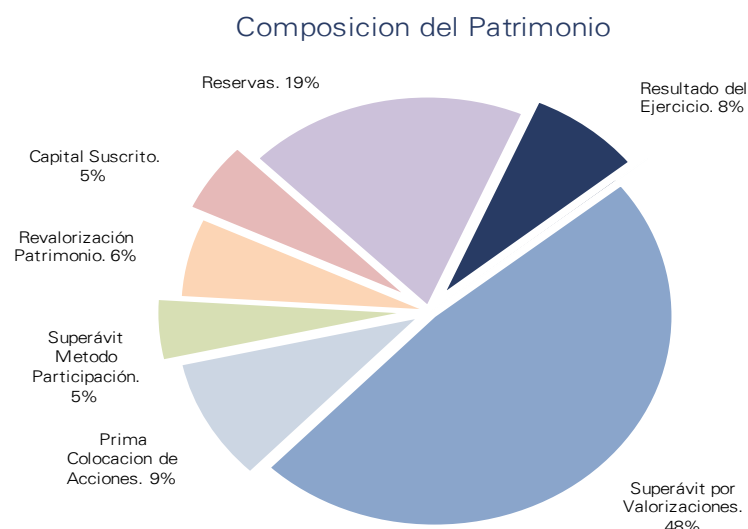
<b>Concentración de la Deuda</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Endeudamiento a Corto Plazo	8,99%	2,82%	1,16%
Endeudamiento a Largo Plazo	18,02%	17,58%	15,38%
Indice de Deuda a Capital	21,68%	20,42%	15,50%
Endeudamiento Financiero	15,82%	16,26%	12,45%
<b>Endeudamiento Total</b>	<b>27,01%</b>	<b>20,40%</b>	<b>16,54%</b>

**Fuente:** Estados Financieros 2010, 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

- Al analizar las Obligaciones Financieras a corto plazo, se observa una disminución en los préstamos de banca comercial interna por \$160 mil millones. Asimismo, se pagaron intereses los cuales corresponden a deuda pública extranjera de banca comercial por \$6.606 millones principalmente. EEB se esfuerza en reducir los niveles de concentración de deuda en el corto plazo.

La concentración de las obligaciones financieras a largo plazo disminuyó en \$130.597 millones en el año 2012 que equivale al 9.8% respecto al año anterior.

- La firma Fitch Ratings<sup>10</sup>, mejoró las calificaciones internacionales y locales de EEB, al asignarle el grado de inversión BBB- y AAA (En Colombia), respectivamente. Durante el último año, la firma Fitch ha elevado dos veces la calificación crediticia de EEB, reflejando un mejor perfil financiero y la diversificación de su portafolio en activos energéticos de bajo riesgo.
- Standard & Poor's<sup>11</sup>, le otorgó a EEB el grado de inversión al crédito corporativo, al subir su calificación de BB+ a BBB reflejando un comportamiento estable. La calificación muestra una estrategia de crecimiento de la rentabilidad y generación de flujos de caja para la Empresa a largo plazo.
- La estructura Patrimonial de EEB en el año 2012 no ha sufrido cambios importantes. El total patrimonio al 31 de diciembre es de \$8.994 mil millones.



**Fuente:** Estados Financieros 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

<sup>10</sup> Firma consultora que ofrece productos y servicios para la industria financiera.

<sup>11</sup> Es una Empresa de calificación de riesgos, división de la empresa McGraw-Hill, dedicada a la elaboración y publicación periódica de calificación de riesgos de acciones y bonos, que fija la posición de solvencia de los mismos.

## 2.2. Estado de Resultados

La utilidad neta de EEB para el año 2012 fue de \$690 mil millones, apalancada principalmente por los ingresos no operacionales de la Empresa; donde sobresale el 49% por dividendos de las Empresas no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural, ISA, ISAGEN y Emsa) por \$494 mil millones e ingresos por vía método de participación por \$240 mil millones. Por otra parte los Ingresos operacionales apalancan la utilidad de EEB en un 14,87%.

<b>Empresa de Energía de Bogota S.A. E.S.P.</b>					
<b>Estado de Resultados</b>					
<b>(En Millones de Pesos Colombianos)</b>					
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>Var \$ 2010-2011</b>	<b>Var \$ 2011-2012</b>
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Operacionales	93.390	99.294	102.685	5.904	3.391
Costos de ventas	39.094	43.157	45.422	4.063	2.265
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>54.297</b>	<b>56.137</b>	<b>57.263</b>	<b>1.841</b>	<b>1.126</b>
<b>Gastos Operacionales</b>					
Gastos de Administración	6.117	7.278	8.239	1.161	960
Otros Ingresos	321	812	2.204	491	1.392
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>48.500</b>	<b>49.671</b>	<b>51.229</b>	<b>1.170</b>	<b>1.558</b>
Ingresos No Operacionales	1.391.618	581.221	894.281	(810.397)	313.060
Gastos no operacionales	331.458	325.578	252.622	(5.880)	(72.955)
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>1.108.660</b>	<b>305.314</b>	<b>692.888</b>	<b>(803.346)</b>	<b>387.573</b>
Impuestos de Renta	15.716	20	2.187	(15.696)	2.166
<b>Utilidad Neta del Ejercicio</b>	<b>1.092.944</b>	<b>305.294</b>	<b>690.701</b>	<b>(787.650)</b>	<b>385.407</b>

Fuente: Estados Financieros 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

### Ingresos y Costos Operacionales

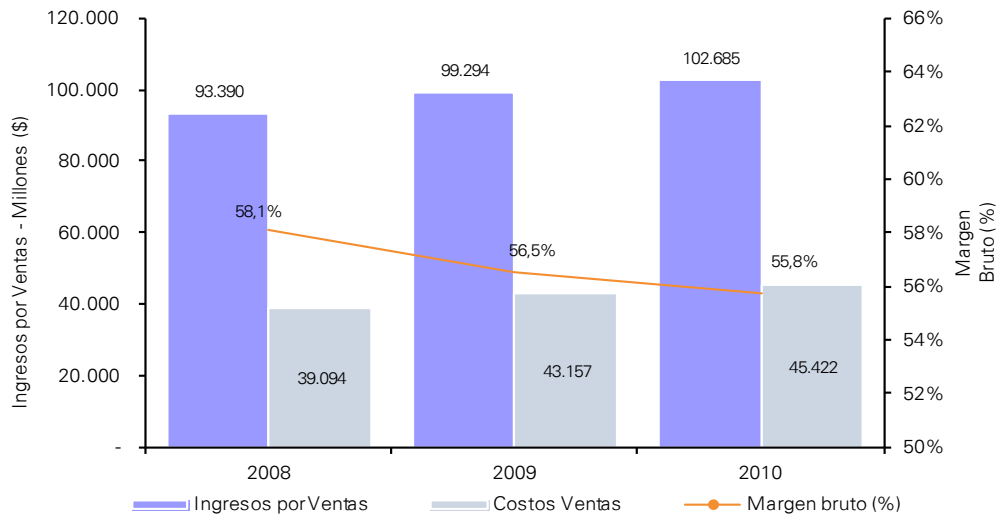
Los ingresos operacionales ascienden a \$102,685 millones al 31 de diciembre de 2012, incluyendo los ingresos por concepto de FAER y PRONE, correspondiendo al 8,02% del total de ingresos del STN y superiores en un 3,4% a los ingresos del año 2011.

Durante el año 2012 los ingresos operacionales se incrementaron en \$3,391 millones, como consecuencia de la entrada en operación de los activos construidos por la Empresa en desarrollo de la Convocatoria UPME-01 de 2009, la aplicación de la metodología de remuneración definida por la CREG para los activos, los incrementos por concepto de FAER y PRONE y de las variaciones en los parámetros que indexan los ingresos de sus operaciones de transmisión de energía eléctrica de la siguiente manera:

<b>Crecimiento de los Ingresos Operacionales por Transmisión / Comparativo</b>						
<b>Nacional / Internacional</b>	<b>2010</b>		<b>2011</b>		<b>2012</b>	
	<b>Millones</b>	<b>% Crecimiento</b>	<b>Millones</b>	<b>% Crecimiento</b>	<b>Millones</b>	<b>% Crecimiento</b>
Sistema de Transmisión Bogotá	75.644	1,88%	80.280	6,13%	82.646	2,95%
Interconexión con Ecuador	8.811	-10,7%	9.424	6,96%	9.354	-0,74%
Línea Mocoa - Jamondino	3.818	4,12%	4.198	9,98%	4.308	2,61%
Termocandelaria, Tunal y Capacitiva.	5.018	12,99%	5.202	3,66%	5.261	1,13%
convenios y acuerdos de construc	100	0,00%	190	89,40%	520	174%
Reactores	0	0,00%	0	0,00%	596	100%

Fuente: Estados Financieros 2010, 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

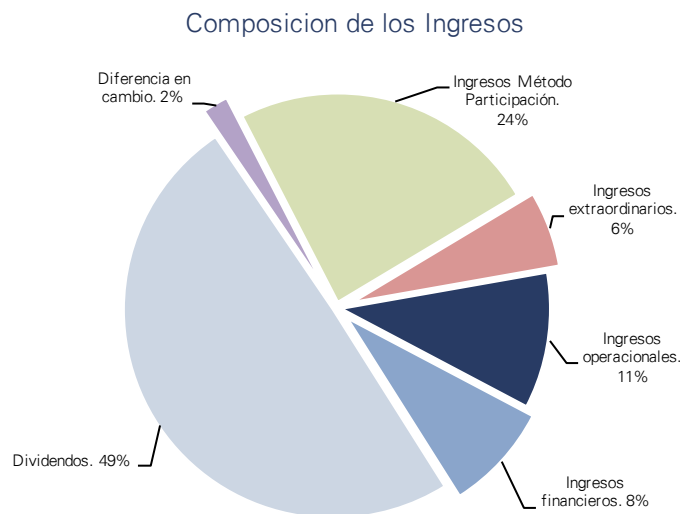
Al analizar en su conjunto los ingresos operacionales y los costos de transmisión de energía eléctrica, se observa un crecimiento leve y estable durante los últimos 3 años, dado que estos han crecido en las mismas proporciones entre un factor de 2% al 10% promedio año. Por otra parte los costos asociados al negocio de transmisión de energía para el año 2012 alcanzaron un valor de \$45,422 millones equivalente al 5,2% más de los costos del año 2011, esto se explica por un incremento en las órdenes y contratos de mantenimiento y reparación, y en la dada de baja de activos dentro del proceso de modernización y reparación, atribuibles al negocio de transmisión de energía eléctrica por valor de \$1.760 millones.



Fuente: Estados Financieros 2011 a 2011, Gerencia de Contabilidad

### Ingresos y Costos No Operacionales

La mayor parte de los ingresos obtenidos por EEB, provienen en un 49% por dividendos de las Empresas no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural, ISA, ISAGEN y Emsa) por \$494 mil millones, por otra parte se observó que EEB obtuvo \$240 mil millones aproximadamente (24%) en el año 2012 por concepto de método de participación.



Fuente: Estados Financieros 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad

La utilidad neta del ejercicio de EEB el año 2012 ascendió a \$690.701 millones, volviendo a sus niveles de normalidad. Los principales resultados financieros obtenidos en el año 2012 fueron:

- En las Empresas no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural, ISAGEN, ISA y Emsa) decretaron dividendos por las utilidades totales del año 2011 por \$494.219 millones.
- EEB obtuvo una utilidad por método de participación en TGI por \$168.544 millones y en Empresas de Servicio Público \$12.228 millones.
- Un mayor margen de los ingresos por diferencia en cambio favorable para EEB, ya que la revaluación del peso en el año 2012 frente al dólar fue mayor en \$143,3 pesos por dólar, respecto al mismo período del año 2011. No obstante, ello generó una disminución de la deuda en moneda extranjera que tiene EEB en bonos y créditos de deuda sindicada.

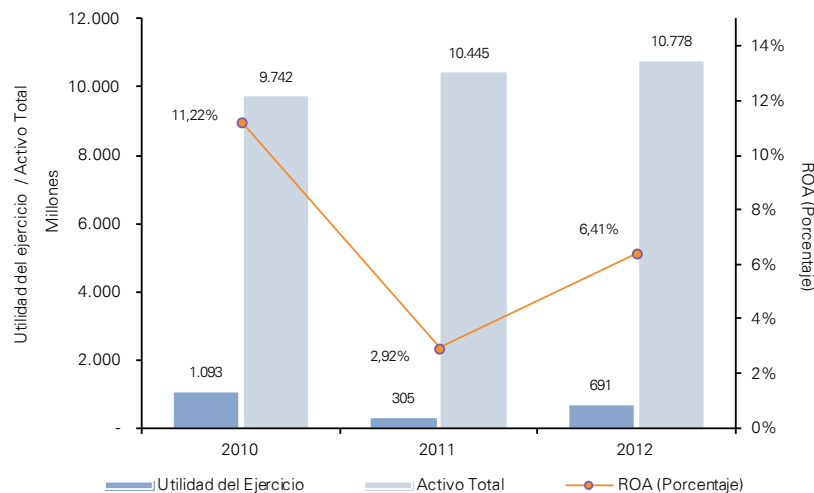
### 2.3. Indicadores Financieros

A continuación presentamos los resultados de los indicadores financieros consolidados de EEB, donde se muestra la gestión en el manejo de los recursos financieros de la Empresa y el efecto de las decisiones tomadas durante el año 2012, además incluimos las graficas por cada uno de los indicadores.

Indicadores	2010	2011	2012
Margen Operacional	51,93%	50,02%	49,89%
Rentabilidad del Activo ROA	11,22%	2,92%	6,41%
Rentabilidad del Patrimonio ROE	18,16%	3,81%	8,32%
Razón Corriente	1,39	2,16	3,26
Endeudamiento	27,01%	20,40%	16,54%
CAPEX (En Millones de \$)	2.736	5.477	21.374
Flujo de Caja – CAPEX (Millones de \$)	68.294	59.703	45.341
Tasa de Inversión	11,50%	11,50%	11,50%

#### Margen Operacional

El resultado del indicador refleja que la rentabilidad la Empresa es estable en los dos últimos años, debido al aprovechamiento de la infraestructura y a mayores inversiones para la seguridad de la red.

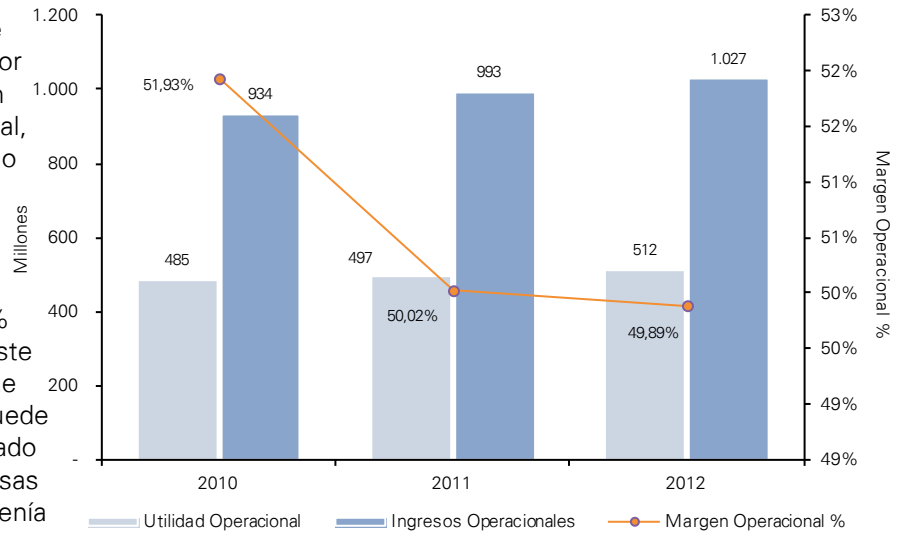




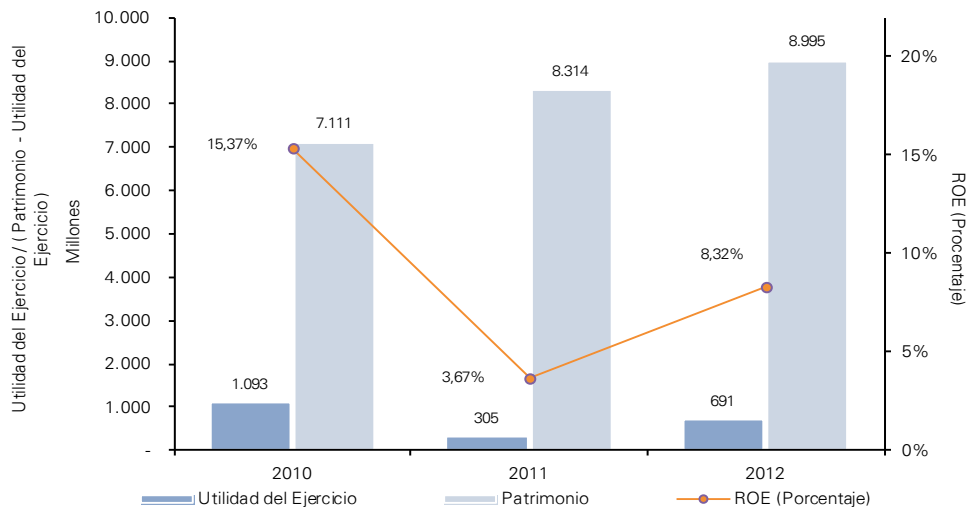
## Rentabilidad del Activo ROA y Rentabilidad del Patrimonio ROE

Los indicadores de rentabilidad tuvieron un resultado de 11,22% para el año 2010, en el año 2011 2,92% y 6,41% para el 2012.

Al analizar el resultado del indicador (ROA), se observa que el indicador está volviendo a tener un comportamiento normal, debido a que en el año 2010 hubo una reducción de la rentabilidad del activo debido que pasó de un 11,22% (2010) a 2,92% (2011) y 6,41% (2012), este cambio se explica porque en el año 2010 puede considerarse atípico, dado que las principales empresas donde se mantenía inversiones de capital (Emgesa, Codensa y Gas Natural) realizaron un cierre extraordinario a septiembre de 2010, el cual generó anticipación de ingresos por dividendos con lo que mejoró el resultado final del ejercicio 2010. En los siguientes años 2011 y 2012 los indicadores de rentabilidad están volviendo a su normalidad.



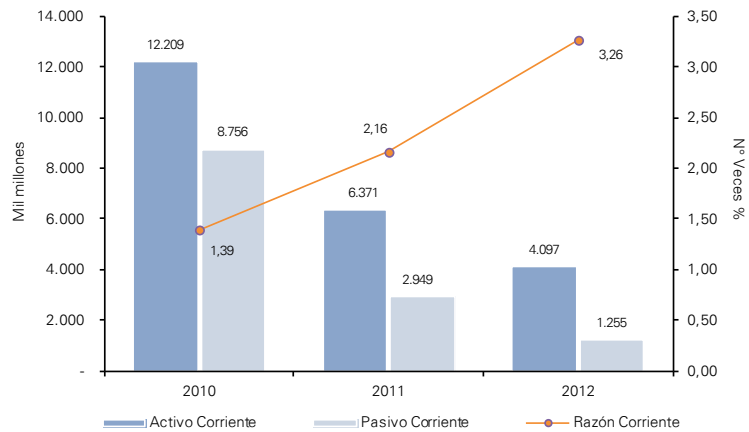
Al igual que la rentabilidad sobre el activo, se observa un mejor resultado del indicador de rentabilidad sobre el patrimonio, la cual paso de un 3,67% en el año 2011 a 8,32% en el año 2012, producto de la normalización de los ingresos no operacionales tal y como se explicó en el análisis del ROA.



La utilidad de la Empresa para el año 2012 refleja que de cada \$100 de inversión de la Empresa, están generando el 6,41% de utilidad del total del activo y de cada \$100 un 8,32% del total del patrimonio.

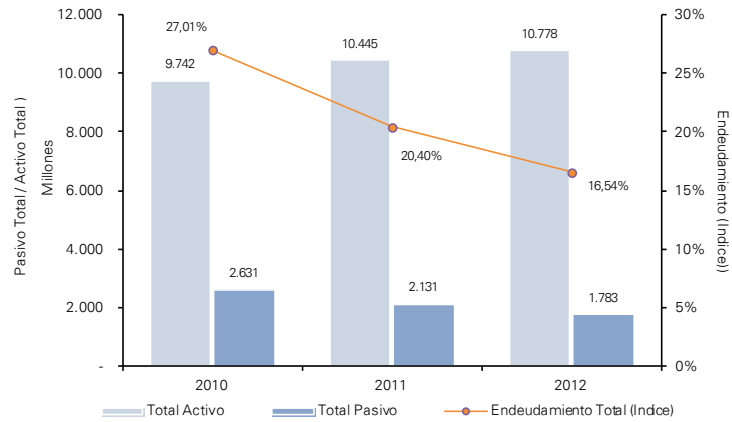
## Razón Corriente

El resultado del indicador refleja una mejora en la capacidad de EEB para cubrir sus obligaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo de forma inmediata y de solvencia. El resultado del indicador pasó de 2,16 (2011) a 3,26 (2012) veces, esto se explica por el pago y cancelación adelantada de los compromisos financieros que tenía EEB a corto plazo por valor de \$750 mil millones durante los 2 últimos años.



## Endeudamiento

El nivel de endeudamiento total de EEB, refleja una reducción progresiva del índice de deuda, al pasar de 20,40% a 16,54% en el año 2011 y 2012 respectivamente mejorando la gestión y administración de los recursos financieros de la empresa. El mejor resultado del indicador se explica por la aplicación de estrategias de planeación corporativa de perfil financiero, entre estas las estrategias se destaca la disposición de recursos para financiar parcialmente los proyectos y/o nuevos negocios de EEB, además de mejorar los indicadores de los bonos emitidos por EEB en el mercado internacional con el fin de mejorar la capacidad de endeudamiento de la empresa.



## CAPEX y Flujo de Caja menos CAPEX

A continuación presentamos el CAPEX del negocio de transmisión de energía eléctrica de EEB; este CAPEX es reportado por EEB al SSPD por medio del SUI en el formato N°18.

El CAPEX en el año 2012 tuvo un crecimiento por \$15.897 millones; producto del incremento en los proyectos de transmisión de energía; del cual hace parte de la estrategia corporativa de expansión y crecimiento de EEB.

Los nuevos proyectos de transmisión de EEB en el año 2012 son: Proyecto Alférez UPME-01-2010, Armenia UPME-02-2009, Tesalia UPME-05-2009 y UPME-01-2009 reactores Suroccidente por un monto de \$16.456 millones.

<b>Proyectos Transmisión (CAPEX)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Cambio de Interruptores HLR La Guaca	758.648.050	0	0
Diagnóstico riesgos de inestabilidades líneas de Interconexión con Ecuador y Sistema Bogotá	1.048.631.696	765.759.585	0
Ampliación del Centro de Control de Transmisión	0	363.945.872	218.227.993
Cambio de transformadores de tensión en Guavio	0	187.262.879	0
Proyecto Alférez UPME-01-2010	0	0	1.248.637.539
Proyecto Armenia UPME-02-2009	0	0	3.406.038.152
Proyecto Tesalia UPME-05-2009	0	0	4.187.489.587
Proyecto UPME-01-2009 Reactores Suroccidente	0	2.877.112.154	7.613.876.084
Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT	25.634.840	424.935.111	4.312.709.974
Variante torre 1 corredor sur	109.404.874	286.190.707	387.641.764
Modernización de Las Protecciones	794.048.292	231.908.892	0
Modernización de registradores de fallas	0	340.326.368	0
<b>CAPEX (En Pesos \$)</b>	<b>2.736.367.752</b>	<b>5.477.441.568</b>	<b>21.374.621.093</b>

Fuente: Gerencia de Proyectos, Transmisión. Años 2010-2012.

Por otra parte el Flujo de Caja menos el CAPEX tuvo un resultado de \$45.341 millones en el año 2012; lo cual indica que la generación de fondos operacionales de EEB es suficiente para cubrir y/o financiar sus respectivos proyectos de transmisión.

	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
CAPEX	2.736	5.477	21.375
Flujo de Caja	63.548	65.180	66.716
	<b>68.294</b>	<b>59.703</b>	<b>45.341</b>

Fuente: Gerencia de Proyectos, Transmisión. Años 2010-2012.

El resultado del indicador refleja una disminución de \$8.591y 14.361 millones para los años 2011 y 2012; explicado principalmente por el crecimiento que ha tenido EEB en la vinculación de nuevos proyectos de expansión de energía.

No obstante, es importante indicar que a pesar de la disminución del indicador, no se pone en riesgo la viabilidad financiera de la Empresa, dado que EEB pueden solventar con sus propios recursos los proyectos.

### Tasa de Inversión

La tasa de inversión fue establecida por la SSPD por medio de Resolución CREG 083 de 2008 para el negocio de transmisión de energía eléctrica; esta tasa de inversión o costo promedio de capital ponderado a sido de 11,50% para los últimos 3 años.

### Otros Indicadores Financieros

Dando respuesta a la SSPD en las secciones de Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión (Referentes Financieros) y de Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo, los cuales reportamos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del SUI del Negocio de **Transmisión de Energía Eléctrica**, incluimos nuestro análisis y evaluación respectivos de los indicadores con base en los estados financieros transmitidos al SUI por EEB bajo los lineamientos de la Resolución 034 del 2006. Estos indicadores son: Capital de trabajo, flujo de caja operativo, costo estimado de financiamiento, cobertura de gastos financieros y flujo de caja menos servicio de deuda.

## Conclusiones

- Debido a la distribución anticipada de dividendos del año 2010, los indicadores y resultados financieros tuvieron un comportamiento atípico en el año 2010 y 2011. En el año 2012 el comportamiento de los resultados financieros de la empresa están volviendo a la normalidad.
- La estructura financiera de EEB tiene un crecimiento entre el 3% y 8% por año, sus mayores activos son las inversiones permanentes en Empresas controladas y no controladas por valor de \$4,734 mil millones con la cual apalanca su planeación estratégica; su mayor pasivo está concentrado en las obligaciones financieras a largo plazo por valor de \$1.333 mil millones, el cual es producto de la financiación de los proyectos de expansión de los negocios de energía y gas.
- Los resultados en cuenta a la generación de ganancias para la Empresa, se observó un mayor rendimiento dado que EEB obtuvo una Utilidad del ejercicio para el año 2012 de \$690.701 millones superior a un 126% que la del año anterior.
- EEB obtuvo dividendos por \$494.219 millones en las Empresas no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural, Isagen, Isa y Emsa).
- El nivel de endeudamiento de EEB pasó en el año 2010 de 27,01% a 20,40% para el año 2011, y respectivamente a 16,54% para el año 2012. Se observa un mejor resultado y comportamiento del indicador de endeudamiento de la Empresa debido al cumplimiento de dos estrategias de EEB: Disponer de recursos para financiar parcialmente los proyectos actuales de EEB y mejorar los indicadores de los bonos emitidos por EEB en el mercado internacional, para mejorar la capacidad de endeudamiento.
- Los indicadores que miden la rentabilidad de la Empresas principalmente ROA y ROE, presentaron un comportamiento atípico en el año 2010 y no los hace comparables con los años 2011 y 2012, debido a que en las empresas no controladas en las cuales EEB mantenía inversiones de capital (Emgesa, Codensa y Gas Natural) realizaron un cierre extraordinario a septiembre de 2010, el cual generó anticipación de ingresos por dividendos con lo que mejoró el resultado final del ejercicio 2010. En los años siguientes 2011 y 2012 se observa que los indicadores de rentabilidad están volviendo a tener un comportamiento normal.
- En el año 2012, la Dirección de Auditoría Interna ejecuta auditorías a los procesos de EEB para detectar debilidades y vulnerabilidades a los procesos de la Empresa de acuerdo al plan de auditoría. La Revisoría Fiscal realiza auditorías Financieras, en los 2 años últimos ha dictaminado los estados financieros de EEB sin presentar algún tipo de salvedad.
- El Flujo de Caja menos el CAPEX tuvo un resultado de \$45.341 millones en el año 2012; lo cual indica que la generación de fondos operacionales de EEB son suficientes para cubrir y/o financiar sus respectivos proyectos de transmisión.

## Revisoría Fiscal

En el Anexo 1 damos respuesta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; al incluir lo relacionado con las notas en los estados financieros del último período.

### 3. Gestión Técnica y Operativa

A continuación presentamos la gestión operativa de la Empresa de Energía de Bogotá que incluye los planes de mantenimiento de redes y equipos, las inversiones y calidad del servicio prestado donde la Empresa opera.

#### 3.1. Descripción de la Infraestructura

La Empresa de Energía de Bogotá tiene dividida sus operaciones en cuatro zonas y su infraestructura es la siguiente:

Infraestructura EEB 2012 por zona		
Zona	Subestaciones	Líneas (Kms)
Norte	1	1,08
Oriente	1	0
Centro	9	693,92
Sur	5	753,48
Total	16	1448,47

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

EEB cuenta con activos en 16 subestaciones de 220kV y 230 kV. Para el año 2012 EEB entró en operación el Proyecto UPME<sup>12</sup> 01 de 2009 Reactores Suroccidente, que consistió en la instalación de 3 reactores de barras de 230 kV con su respectiva bahía para maniobrar los equipos de acuerdo con la necesidad del sistema en las subestaciones Altamira, Mocoa y San Bernardino, con el fin de regular los niveles de tensión en la zona sur del país.

La Empresa mantuvo en el año 2012 una compensación capacitiva de 285 MVAR<sup>13</sup>. La compensación Inductiva aumentó de 75 MVAR en el año 2011 a 150 MVAR en el año 2012 por la puesta en operación de 3 unidades de compensación inductiva del proyecto UPME 01 de 2009 Reactores Suroccidente. De igual manera gracias a este proyecto, EEB pasó de 66 bahías a 72.

EEB continúa con 1.448,47 kilómetros de líneas, los cuales 646 kilómetros de líneas son de doble circuito a 230 kV y 155.1 kilómetros son por tramos de líneas a 230 kV de circuito sencillo.

EEB sigue disponiendo del Centro de Control de Transmisión (CCT) encargado de la coordinación, la supervisión y el control de la operación del sistema de transmisión.

#### 3.2. Inversiones

Para el año 2012 se observó una ejecución presupuestal del 65,1% del presupuesto total de inversión (\$33.965 millones). La ejecución física fue del 97,5%. Se observa que los proyectos de inversión están direccionados con los objetivos estratégicos de la Vicepresidencia de Transmisión en relación con la modernización de la infraestructura para proyectar el negocio de transmisión de energía de tipo clase mundial e incrementar las operaciones en Latinoamérica.

#### 3.3. Mantenimiento en Redes y Equipos

La Empresa de Energía de Bogotá desarrolla actividades de mantenimiento predictivo (caracterizaciones), preventivo (mediciones, pruebas) y correctivo, para conservar la infraestructura

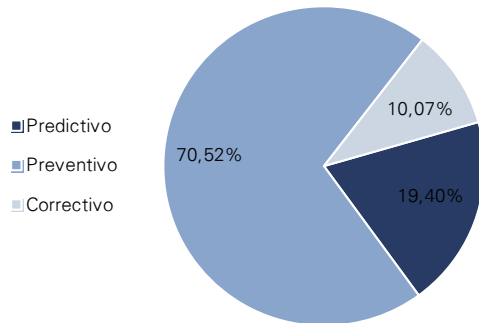
<sup>12</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

<sup>13</sup> MVAR: Megas Voltios Amperios

eléctrica de acuerdo con las políticas y procedimientos de calidad, salud, seguridad industrial y medio ambiente para garantizar la continuidad del servicio de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos de supervisión a la programación del mantenimiento (Inspecciones, alarmas) y así mismo atendiendo de manera oportuna las incidencias en el sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

La ejecución del mantenimiento realizado versus al programado fue del 100%, tanto en las subestaciones como en las líneas de la Empresa.

#### Tipos de Mantenimientos Subestaciones



Para las subestaciones, la mayoría de mantenimientos fueron de tipo preventivo con el 70,52%, seguido por el mantenimiento predictivo con un 19,40% y mantenimiento correctivo con el 10,07%. Las principales actividades de los mantenimientos correctivos fueron: Cambios de celda condensadores, reemplazo fibra óptica, cambio ajustes relés epac, corrección punto caliente.

Las actividades de mantenimientos de las líneas de transmisión se dividen en dos grupos:

- Electromecánico, que abarca el mantenimiento propio de las líneas
- Gestión Geotécnica y Obras Civiles, el cual se basa en los estudios de caracterización geotécnica y diagnóstico de inestabilidad geomorfológica, además de los estudios y diseños especializados para torres que se requieren por el grado de inestabilidad.

Para el año 2012, la composición de mantenimientos de líneas fue: mantenimientos predictivos el 89%, mantenimientos preventivos el 11% y no se presentaron mantenimientos correctivos (0%).

Para el año 2012, EEB continuó con la ejecución del (RCM)<sup>14</sup> para su infraestructura eléctrica, generando los respectivos programas de mantenimiento para mediano y largo plazo. Para el corto plazo se atendieron los requerimientos de mantenimiento preventivo y correctivo, los cuales resultaron de los hallazgos que se van encontrando durante las rutinas de inspección

El indicador de cumplimiento del programa de mantenimiento CND<sup>15</sup>; que indica el cumplimiento de los mantenimientos ejecutados sobre los programados, fue del 100% para todos los meses de año 2012.

### 3.4. Confiabilidad, Disponibilidad e Interrupciones

Las oficinas de mantenimiento de líneas y de mantenimiento de subestaciones, cuentan con procedimientos cuyo objetivo es garantizar el restablecimiento del servicio de transmisión de energía y la operación confiable y segura del Sistema de Transmisión de la Empresa, mediante la atención de las emergencias que se presenten en sus activos de transmisión.

EEB tiene indicadores relacionados con interrupciones para controlar la gestión de la disponibilidad del servicio de transmisión de energía los cuales son: 1) Salidas forzadas, 2) Tiempo promedio de

<sup>14</sup> RCM: Programa de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

<sup>15</sup> CND: Centro Nacional de Despacho

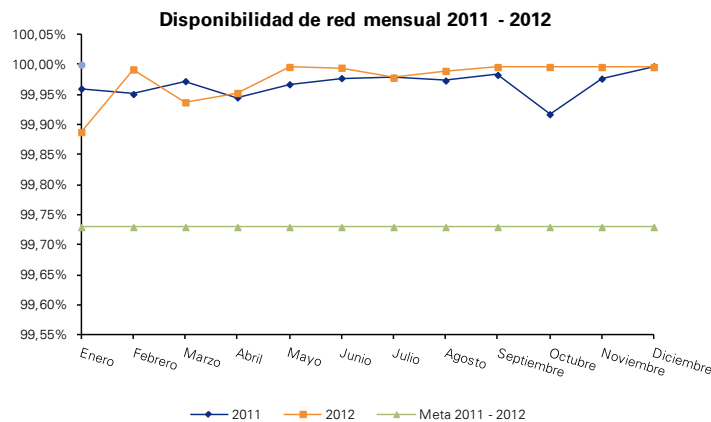
reposición de fallas y 3) disponibilidad de señales. Para cada uno de estos indicadores se tienen metas para garantizar un buen servicio de transmisión.

### 3.5. Calidad de la Potencia

La Empresa de Energía de Bogotá asegura la calidad de la potencia, debido que tiene instalados medidores multifuncionales que gestionan y dan aviso de situaciones anómalas. De igual manera, la Empresa contrató estudios puntuales de estabilidad y cantidad de fluctuaciones armónicas, cuyos resultados reflejan el cumplimiento a la normatividad asociada a este tema.

### 3.6. Pago de Compensaciones<sup>16</sup>

El indicador de disponibilidad del Sistema de Transmisión de EEB es medido como el promedio ponderado de la disponibilidad de los activos de líneas y subestaciones. El factor de ponderación es el ingreso de los activos y la disponibilidad se calcula semanalmente como el porcentaje del tiempo en que estuvo disponible el activo. La meta de disponibilidad según CREG es de 99,73%; no obstante, EEB tiene su propia meta del 99,90% donde la Disponibilidad de Red Mensual para los años 2011 y 2012 de la Empresa fue la siguiente:



Con base en los indicadores de calidad definidos para la actividad de transmisión por la CREG, la disponibilidad del Sistema de Transmisión al 31 de diciembre de 2012 es de 99.93%, superior a las metas fijadas por la CREG y por la Empresa.

En el año 2012 la Empresa cumplió satisfactoriamente con las metas de calidad del servicio. EEB tuvo que pagar la suma de \$26.862.541 en compensaciones equivalentes al 0,0294% de los ingresos acumulados a diciembre de 2012, debido a fallas de activos asociados a la compensación paralela de 30 MVAR en la subestación Belén 150 KV; este porcentaje no supera el 1% establecido como referente por la CREG. De igual manera, para el año 2012 se cumplió la meta con un 0,0021% del valor de los ingresos acumulados como compensación correspondientes a \$1.861.900.

<sup>16</sup> El incumplimiento de las metas de calidad; inherentes a la disponibilidad del servicio fijadas por la CREG, conlleva a la disminución de los ingresos del negocio de transmisión, a causa del cumplimiento de la disponibilidad de los activos de la Empresa. El valor a disminuir se denomina compensación y se ha definido como el valor porcentual de la compensación con respecto a los ingresos del negocio.

## Conclusiones

- EEB aumentó su infraestructura y su operación, debido que entró en funcionamiento el Proyecto UPME 01 de 2009 Reactores Suroccidente.
- La composición de los mantenimientos en las subestaciones en el año 2012 fue del 70,52% para el mantenimiento preventivo, 19,40% para el mantenimiento predictivo y un 10,07% para el mantenimiento correctivo.
- Para el año 2012, la composición de mantenimientos de líneas fue: mantenimientos predictivos el 89%, mantenimientos preventivos el 11% y no se presentaron mantenimientos correctivos (0%).
- Los programas de mantenimiento aprobados por el CND se cumplieron en un 100% tanto para líneas como subestaciones.
- La disponibilidad del Sistema de Transmisión al 31 de diciembre de 2012 es de 99.93%, superior a las metas fijadas por la CREG y por la Empresa.
- Para el año 2012, EEB tuvo que pagar \$26.862.541 en compensaciones equivalente al 0,0294% de los ingresos acumulados a diciembre de 2012, este porcentaje no supera el 1% establecido como referente por la CREG.



## 4. Gestión Comercial

En ésta sección se analizará la gestión de los principales aspectos comerciales de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, en cumplimiento con lo establecido en la Resolución 12295 de la SSPD, durante el periodo 2012 e incluye lo que le aplican a EEB para su negocio de transmisión de energía eléctrica, específicamente a Recaudo y Cartera, Contribuciones y Facturación.

### 4.1. Recaudo y Cartera

La liquidación y administración de cuentas relacionadas con transmisión de energía la realiza el LAC<sup>17</sup> a través de XM (Filial de ISA) quien ha sido designada para adelantar esta función dentro del mercado; es a XM a quien EEB le genera una única factura mensual por concepto de los ingresos asociados a la infraestructura de transmisión de electricidad y a su vez XM es la responsable del recaudo y pago, el cual se realiza en el mes siguiente. En caso de demoras en el pago, EEB provisiona según su política.

El total de la cartera la actividad de transmisión de energía asciende a \$ 10.524 millones y se encuentra clasificada de la siguiente manera:

Cartera Transmisión de Energía							
	Vigente	1 a 30 Días	31 a 90 Días	91 a 180 Días	181 a 360 Días	Más de 361 días	Total
En bolsa	0	0	0	0	2.377	644.234.445	644.236.822
Uso de Red Nacional	8.572.403.289	0	144.941.093	0	0	1.163.242.714	9.880.587.096
<b>Total</b>	<b>8.572.403.289</b>	<b>0</b>	<b>144.941.093</b>	<b>0</b>	<b>2.377</b>	<b>1.807.477.159</b>	<b>10.524.823.918</b>

Fuente: Gerencia de Contabilidad

En EEB, la cartera por los conceptos de Bolsa y por Administración de Centros de Control y Despacho no se encuentran vigentes desde hace más de 10 años, por lo que ya se encuentra provisionada al 100%.

Por el concepto de uso de red nacional, la cartera asciende a \$9.880 millones, en donde el 94% corresponde a cartera vigente; y el 6% corresponde a usuarios del STN que le deben a XM y empresas que se encuentran en liquidación.

Las provisiones por uso de red nacional, se están realizando de acuerdo a la política de provisiones de EEB así:

	91 a 180 Días	181 a 360 Días	Más de 361 días
<b>Valor Provisionado</b>	0	1.569	1.807.477.159

Fuente: Gerencia de Contabilidad.

La cartera de EEB se considera sana, en la medida que por conceptos de uso de red nacional, solo el 8% de la cartera presenta vencimientos.

### 4.2. Contribuciones

Las contribuciones de acuerdo con las resoluciones CREG 068 de 2003 y la CREG 003 de 2008 en las cuales se establecen el Fondo de Apoyo Financiero para la energización de zonas rurales interconectadas, FAER y el Programa de normalización de redes eléctricas, PRONE. Estas contribuciones son recaudadas a través del ingreso de los transmisores, como un valor mayor, y

<sup>17</sup> LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas

descontadas por XM de la factura en el momento del pago de los ingresos como transmisor nacional.

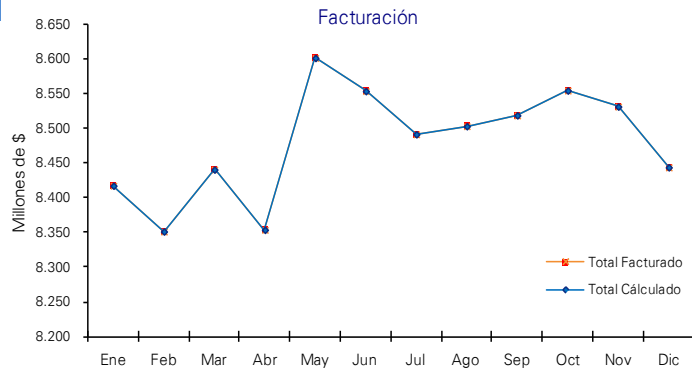
FAER y PRONE son las contribuciones de EEB, las cuales son utilizadas por el Ministerio de Minas y Energía para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país, y los montos facturados para el año 2012 fueron los siguientes:

Las contribuciones totales en el año 2012 ascendieron a \$10.283 millones, de los cuales el 59,11% corresponde a contribuciones FAER y el 40,89% a contribuciones PRONE, esto sucede en razón a que las contribuciones FAER son calculadas con base en la generación de energía y las contribuciones PRONE son calculadas con base en la energía transportada por lo que las FAER siempre van a ser mayores que las PRONE. Las contribuciones del año 2012 con respecto al año 2011 fueron superiores en un 4,22% lo que se debe a un incremento en la facturación.

### 4.3. Facturación

La actividad de facturación para el STN se encuentra a cargo del LAC, que es administrado por XM de acuerdo con lo establecido por el marco regulatorio; los ingresos de la actividad de transmisión de EEB se encuentran establecidos por la CREG 011 de 2009; estos ingresos remunerar las inversiones realizadas por el transmisor en activos destinados a la transmisión de electricidad, y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

Mes	Total Cálculado	Total Facturado	Var \$.
Ene	8.417.545.509	8.417.545.505	4
Feb	8.351.564.867	8.351.564.867	0
Mar	8.440.782.840	8.440.782.841	-1
Abr	8.353.967.176	8.353.967.170	6
May	8.601.550.712	8.601.550.709	3
Jun	8.553.791.190	8.553.791.188	2
Jul	8.491.581.597	8.491.581.595	2
Ago	8.503.233.630	8.503.233.622	8
Sep	8.518.877.358	8.518.877.361	-3
Oct	8.554.623.494	8.554.623.494	0
Nov	8.531.489.663	8.531.489.673	-10
Dic	8.444.014.980	8.444.014.982	-2
<b>Total</b>	<b>101.763.023.016</b>	<b>101.763.023.007</b>	<b>9</b>



Fuente: Vicepresidencia de Transmisión.

Como se observa en la anterior gráfica, EEB no presentó diferencias significativas entre los valores facturados y el valor calculado a facturar en el año 2012.

## 5. Gestión Legal y Ambiental

En este capítulo presentamos la gestión realizada por la Empresa bajo los requerimientos ambientales, para ello se tuvo como fuente de información el Plan de Manejo Ambiental. Como parte de la evaluación de la gestión legal de EEB, se analizó el estado de demandas en contra de la Empresa al 31 de diciembre de 2012, así como los fallos favorables y desfavorables que tuvo la Empresa durante el año. La fuente de información fue suministrada por la Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaria General.

### 5.1. Aspectos Naturales (climatológicos, desastres, etc.)

La Empresa de Energía de Bogotá no se vio afectada por la acción de la naturaleza durante el año 2012.

### 5.2. Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc.)

EEB monitorea y evalúa los requisitos de las diferentes entidades que regulan y vigilan la actividad económica de la Empresa, para el año 2012 las nuevas aplicaciones regulatorias más destacadas relacionadas con la gestión de la Empresa son:

Normatividad Aplicable al Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica			
Entidad	Documento	Título	Descripción
CREG	Resolución 032 de 2012	Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas	Define el ingreso mensual esperado para EEB por el proyecto Armenia 230 kV
CREG	Resolución 033 de 2012	Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Alférez 230 kV y las líneas de transmisión asociadas	Define el ingreso mensual esperado para EEB por el proyecto Alférez 230 kV
CREG	Resolución 040 de 2012	Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Quimbo 230 kV y las líneas de transmisión asociadas	Define el ingreso mensual esperado para EEB por el proyecto Quimbo 230 kV
CREG	Resolución 047 de 2012	Por la cual se ajusta la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC y se adoptan otras decisiones.	La CREG aprueba a XM la solicitud de ajuste al Ingreso Máximo Regulado
CREG	Resolución 093 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional.	El procedimiento incluye Aspectos Generales, algunas consideraciones especiales como los datos históricos, mantenimientos mayores, horas programadas entre otros. Se referencian los activos del STN a reportar en los eventos, el procedimiento para el reporte de eventos, la responsabilidad y validación del reporte de información y los plazos establecidos.
CREG	Resolución 118 de 2012	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2012, y se dictan otras disposiciones.	Señala que el monto total de la contribución que deben pagar las entidades sujetas a regulación de la CREG, en el año 2012, es del 0.9154% del valor de los gastos de funcionamiento de la entidad sujeta a regulación, con exclusión de los factores establecidos en la Ley y en la Jurisprudencia del Consejo de Estado
MME	Resolución 18-0664 de 2012	Por la cual se modificó la fecha de entrada en operación del proyecto de conexión de Termocol hasta el 31 de agosto de 2013.	Prorroga la fecha límite de la entrada en operación del proyecto Termocol hasta el 31 de agosto de 2013.

Normatividad Aplicable al Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica			
Entidad	Documento	Título	Descripción
MME	Resolución 18-1471 de 2012	Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del Proyecto Nueva Esperanza y obras asociadas, objeto de la convocatoria pública UPME 01- 2008	Modifica la fecha de entrada del Proyecto Nueva Esperanza, la fecha oficial de entrada en operación del proyecto es el 22 de Noviembre de 2013
MME	Resolución 91677 de 2012	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 182215 de 2010	Modifica la fecha límite de entrada en operación de los proyectos Chivor II 230 kV y Chivor II - Norte - Bacatá 230 kV hasta el 31 de julio de 2015.
SSPD	Resolución 20121300017645 de 2012	Por la cual se modifican, aclaran y adicionan algunas disposiciones de la Resolución número 20102400008055 y sus resoluciones modificatorias.	Modifica la numeración de los capítulos del documento presentado en la 20102400008055, modifica los formatos a reportar por los prestadores del servicio de energía eléctrica en el SIN y adiciona el capítulo de Cargos de Administración Operación y Mantenimiento (AOM)
SSPD	Resolución 20121300036665 de 2012	Por la cual se establece el cobro del Anticipo de la Contribución Especial 2013	Las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, deberán pagar a favor de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, antes del 31 de enero de 2013, el valor correspondiente al sesenta por ciento (60%) de la contribución especial liquidada en el año 2012, siempre y cuando esta hubiere quedado en firme antes del 31 de diciembre del mismo año
CNO	Acuerdo 567 de 2012	Por el cual se establece la integración del Comité de Transmisión para el año 2012	La Empresa de Energía de Bogotá hace parte del Comité de Transmisión para el año 2012.
CNO	Acuerdo 569 de 2012	Por el cual se establecen los máximos valores para los indicadores de medición de la calidad de la operación en el año 2012	Entrega el listado de los valores máximos de calidad para el año 2012.
CNO	Acuerdo 609 de 2012	Por el cual se establecen las responsabilidades y los procedimientos a los cuales están sujetos los agentes Transportadores, Operadores de Red, Generadores del SIN y el Centro Nacional de Despacho, en la realización de informes referentes al análisis de eventos que afecten la seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional SIN	Adopta el "Procedimiento para el análisis de eventos en el SIN" que se presenta en Anexo al Acuerdo

Fuente: Vicepresidencia Administrativa  
MME: Ministerio de Minas y Energía  
CNO: Comisión Nacional de Operación

### 5.3. Legales (demandas, sanciones)

La Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaria General ejecuta controles con los procesos en contra de EEB los cuales los clasifican por instancia y se asigna una calificación de riesgo donde se parte de la base que todo proceso es susceptible de ganarse o de perderse. La clasificación de los riesgos es:

- Remoto: Sentencia favorable para EEB
- Eventual: 50% de ganarse o perderse
- Probable: Sentencia desfavorable para EEB

Para el año 2012, EEB tuvo 164 procesos en contra por \$42.230 millones, mientras en el año 2011 tuvo 152 procesos en contra por \$49.789 millones. La variación del valor total de los procesos en contra disminuyó el 15% con respecto al año 2012.

Se observó que el 80% del valor total de las instancias son por Jurisdicción Civil Ordinaria, Ordinarios Laborales (Aplicación de beneficios convencionales), por Acción de Nulidad y Resoluciones impuestas, y por Indemnizaciones de hechos, omisiones u operaciones administrativas. Para el año 2012 la Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaria General añadió la instancia Ordinario Laborales (Aplicación de beneficios convencionales) que hace referencia a los casos con los pensionados de la Empresa.

A pesar que se incrementó el número de procesos en el año 2012 principalmente por la nueva instancia de Ordinario Laborales (aplicación de beneficios convencionales), la cuantía total se redujo en un 15% con respecto al año 2011.

De igual manera, EEB tiene un indicador en el Plan Estratégico Corporativo donde muestra el valor total de fallos favorables y desfavorables cuya gestión para el año 2012 es:

<b>Fallos Favorables y Desfavorables 2012</b>		
<b>\$m</b>	<b>N° Casos</b>	<b>Valor \$m</b>
Fallos Favorables	40	19.227
Fallos Desfavorables	40	1.899

*Fuente: Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaría General*

La Empresa tiene una gestión de favorabilidad de los fallos superior a la de fallos desfavorables, además se redujo en un 17% los fallos desfavorables entre los años 2011 y 2012

Entre los fallos más destacables de favorabilidad fue la acción de reparación directa a las sociedad Maderera Agrícola Minera Soledad Tominejas, la cual demandó a EEB y al Ministerio de Minas y Energía, por los daños causados al impedir la explotación económica del predio "Murrucuy – Tominejas – La Soledad – Naranjitos" por un valor de prestaciones indexadas al año 2012 de \$14.342.415.625, en consecuencia el Consejo de Estado, Sección Tercera, en Sentencia notificada el 18 de octubre de 2012, confirmó la absolución y la ausencia de responsabilidad de la Empresa y el Ministerio de Minas.

#### **5.4. Intervención por Parte de la SSPD**

Según en el acta 1492 se observó que en el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inició una investigación a EEB porque presuntamente infringió el reglamento de operación, al cual debe dar cumplimiento por pertenecer al Sistema Interconectado Nacional - SIN-, toda vez que supero el tiempo máximo de maniobras para líneas que operen entre 220 Kv y 230 Kv, establecido en el literal A, numeral 3 del artículo 6 de la Resolución GREG 080 de 1999".

Por lo anterior, y dentro del término establecido por la Superintendencia, la Empresa presentó los correspondientes descargos, en los cuales preciso que en ninguno de los cinco casos presentados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se ha incumplido con el Reglamento de Operación y por el contrario la Empresa ha cumplido a cabalidad con la normatividad vigente, acatando las instrucciones del Operador del Sistema y velando a través de sus procedimientos por la seguridad de su personal de los equipos y del Sistema Interconectado.

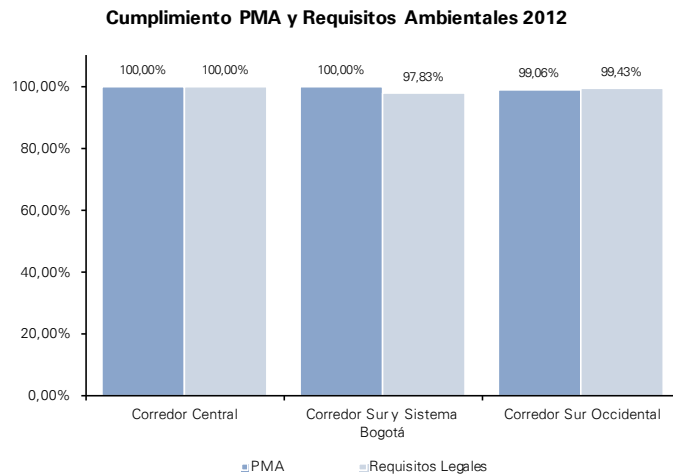
En consecuencia de lo anterior EEB no sufrió sanciones y/o multas asociadas a incumplimientos por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

#### **5.5. Aspectos Ambientales**

EEB tiene dentro de sus principales compromisos mitigar los riesgos ambientales producto de las labores de operación técnica y administrativa, promoviendo actividades que constituyen al desarrollo sostenible de la Empresa. EEB cuenta con 3 corredores de transmisión de los cuales 2 cuentan con Plan de Manejo Ambiental (PMA) y el tercero tiene licencia Ambiental, adoptados por el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), hoy Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, como se relaciona a continuación:

- Corredor Central – Línea Guavio Circo 1 y 2 a 230 kV: Plan de Manejo Ambiental adoptado mediante la Resolución 477 de 2000.
- Corredor Sur y Sistema Bogotá: Plan de Manejo Ambiental adoptado mediante la Resolución 738 de 2007.
- Corredor Suroccidente: Licencia Ambiental otorgada mediante la Resolución 2268 de 2006.

El cumplimiento del PMA para el año 2012 fue el siguiente:



El avance ponderado de cumplimiento de PMAs, Licencia Ambiental y requisitos legales para los 3 corredores es el 99,21%. El avance pendiente corresponde a ejecución parcial de:

- Reforestación con especies vedadas
- Monitoreo comunitario de Oso Andino y Danta de Páramo en jurisdicción de CRC y Corpoamazonía
- Adquisición de predio de conservación para Corpoamazonía
- Compensación forestal a Francisco Santacruz,
- Nuevo proyecto presentado sustitutivo al apoyo al monitoreo de Oso y Danta y Educación Ambiental en jurisdicción de la CAM.

Para el año 2011 el porcentaje de cumplimiento del PMA del corredor sur y sistema Bogotá fue 90,9%, mientras para el año 2012 se cumplió en su totalidad, y para el corredor sur occidental el cumplimiento del PMA en el año 2011 fue 99,0% en cambio para el año 2012 aumentó a 99,06%.

El presupuesto de los PMAs para el corredor central, corredor sur y sistema Bogotá fue de \$179.135.609 donde el 54,77% fue ejecutado, 19,54% fue trasladado a proyectos de la Fundación Grupo de Energía de Bogotá, el 16,7% de ahorro en contratos y proyectos, y el 8,9% no fue ejecutado. Para el corredor de sur occidental el presupuesto del PMA fue de \$374.582.821, donde 93,05% fue ejecutado y el 6,95% fue trasladado a proyectos de la Fundación Grupo de Energía de Bogotá.

Dentro de las principales actividades realizadas por la Empresa fueron:

- En el aspecto físico se realizó control de erosión, manejo de suelos y aguas en 12 sitios de torre para el corredor suroccidente, 3 sitios de torre para el corredor central y 2 sitios de torre para el corredor Sur y sistema Bogotá.

- En el corredor suroccidente continuaron los procesos de monitoreo de Oso Andino y Danta de páramo en jurisdicción de la Corporación Regional del Cauca - CRC y Corpoamazonía, 2 mantenimientos a reforestación compensatoria con especies vedadas y se continuaron los procesos de sustitución a la reforestación en jurisdicción de la Corporación del Alto Magdalena - CAM y Corpoamazonía.
- Para el Corredor Sur - Sistema Bogotá y Central se realizaron 4 mantenimientos a reforestaciones compensatorias establecidas en la ronda del Humedal Meandro el Say y en Usme - Bogotá D.C. y en el municipio de Quetame - Cundinamarca, se realizaron 3 mantenimientos y 1 limpia a una segunda reforestación compensatoria establecida en la ronda del Humedal Meandro el Say - Bogotá D.C. y se realizó el establecimiento, 1 limpia y 2 mantenimientos a reforestación compensatoria en el municipio de Ubalá,
- Para los proyectos UPME 01 - 02 y 05 de 2010 y 2009 (Altamira-Tesalia-Alfárez) se formuló Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA para los tramos Tesalia - Altamira y Tesalia-Alfárez, de los cuales la Autoridad Ambiental aceptó la ruta propuesta para Tesalia-Altamira y se encuentra evaluando el DAA para Tesalia Alfárez. Para los proyectos Armenia y Alfárez la Autoridad Ambiental seleccionó alternativas y actualmente se encuentra evaluando el Estudio de Impacto Ambiental formulado con el fin de obtener licencia Ambiental para su construcción.

Las principales dificultades en relación con las licencias ambientales de los proyectos en ejecución fueron:

- Expedición de nueva normatividad que conlleva la elaboración de estudios adicionales a los tradicionales como lo son el DAA y EIA; así como la exigencia de nuevos requisitos y metodologías con mucho mayor grado de detalle y rigurosidad para la elaboración de estos últimos, lo cual genera que los tiempos para su elaboración sean mayores.
- Los tiempos de respuesta de las autoridades ambientales y administrativas no corresponden a los establecidos en la normatividad para el desarrollo y ejecución de los procesos de su competencia.
- La situación social en regiones como el Departamento del Cauca no permiten desarrollar y ejecutar las actividades de campo como se preveía en los cronogramas del proyecto.
- La inconformidad de las comunidades por la ejecución y construcción de otros proyectos, situación que inevitablemente genera rechazo inmediato a la inserción de a cualquier otro tipo de proyecto de infraestructura.

De igual manera EEB tiene aprobado el Plan de Manejo Ambiental del Embalse de Tominé, emitida en la Resolución 0776 de del 2008 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Las principales actividades ambientales en el Embalse de Tominé son las siguientes:

- Tala y Retiro de Acacias: Se está realizando tala y control de rebrote.
- Confinamiento y retiro de buchón: Se tiene confinadas en la zona sur 300 hectáreas de buchón.
- Plan de Seguimiento y Monitoreo: Trimestralmente se realiza el monitoreo de calidad de agua del embalse, estos resultados son remitidos a la CAR.
- Programa de Pastoreo: Pretende la sustitución progresiva y sin traumatismos del pastoreo en predios de EEB.
- Cerramiento: Como complemento del programa de pastoreo, se inició el reforzamiento y mejoramiento del cercado de los predios de EEB.

Los resultados asociados a la implementación de medidas de mitigación y compensación de los impactos ambientales son evaluados a través del Procedimiento GSA-P-GA-001 Gestión Ambiental para la Infraestructura de Transmisión

El 20 de junio de 2012 se firmó un acta de concertación entre la Secretaria Distrital de Ambiente y EEB del Plan Institucional de Gestión – PIGA, cuyo objetivo es promover iniciativas y actividades que contribuyan al desarrollo sostenible, actuando responsablemente con el planeta, el uso racional de los recursos durante el periodo 2012 – 2016 que fortalezcan la gestión ambiental institucional. Este plan formula, uso eficiente del agua, uso eficiente de la energía, gestión integral de los residuos, mejoramiento de las condiciones ambientales internas, criterios ambientales para las compras y gestión contractual y extensión de buenas prácticas ambientales.

En abril del 2012 se ejecutó el seguimiento de la certificación ambiental ISO 14.001 con cero hallazgos y cero no conformidades realizado por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional) Colombia Ltda.

## Conclusiones

- EEB identifica, actualiza y evalúa el cumplimiento de los requisitos legales y otros aplicables en el marco regulatorio.
- La cuantía total de los procesos legales para el año 2012 disminuyó en un 15% a comparación del año 2011.
- El valor de los casos desfavorables del año 2011 disminuyó en un 17% a comparación del año 2011.
- La Empresa muestra compromiso con el medio ambiente, gestionando el Plan de Manejo Ambiental y el Plan Institucional de Gestión Ambiental.
- EEB tuvo un avance ponderado del 99,21% en los programas de manejo ambiental de los tres corredores de transmisión de la Empresa.
- EEB realiza reforestaciones como remediación (compensaciones) a sus actividades de operación y mantenimiento bajo el procedimiento GSA-P-GA-001 Gestión Ambiental para la Infraestructura de Transmisión



## 6. Oportunidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI

Se revisó el cargue de la información reportada al SUI por parte de Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, correspondiente a los requerimientos de las siguientes Resoluciones emitidas por la SSPD: 33635 de 2005, 25985 de 2006, 2395 de 2005, 2485 de 2008 y 3545 de 2012.

Los siguientes son los reportes de información reportada al SUI que se revisaron:

- Plan de Contabilidad
- Sistema de Costos y Gastos por Actividades:
- Información Adicional al Plan de Contabilidad<sup>18</sup>
- Cuentas por Pagar
- Cuentas por Cobrar
- Flujo de Caja Proyectado
- Estado de Resultados Proyectado
- Balance Proyectado

EEB reporta el Plan de Contabilidad de Energía Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y el Plan de Contabilidad consolidado, el cual contiene las mismas cifras. Solicitamos y revisamos el Plan de Contabilidad reportado el 4 de abril de 2013 y lo comparamos con el Balance de Prueba con corte al 31 de diciembre de 2012, entregado por EEB para el cálculo de los Indicadores a reportar, sin encontrar novedades. De igual manera revisamos los anexos los cuales estaban aprobados por el representante legal, el Contador General y el Revisor Fiscal tanto para el servicio de energía como para los estados financieros consolidados.

Para los otros reportes revisamos que se hubieran reportado al SUI en las fechas establecidas, observando que el Flujo de Caja Proyectado, el Balance Proyectado y el Estado de Resultados Proyectado se transmitieron el 27 de febrero de 2013. Los reportes Costos y Gastos Energía, Cuentas por Cobrar y Cuentas por Pagar fueron tramitados el 4 de abril de 2013, cumpliendo con la Resolución SSPD 3545 del 14 de febrero de 2012, donde la fecha máxima para presentar los anteriores reportes, correspondiente al segundo semestre de 2012 es el día 5 de abril del año siguiente. Dado lo anterior, EEB reportó oportunamente la anterior información al SUI.

Para el año 2012, no se revisó el cumplimiento de la transmisión de la información relacionada con la transición a las Normas Internacionales de Información Financiera (Formato A hasta Formato F) debido que la Resolución 20131300001025 del 29 de enero de 2013 derogó las Resoluciones No. 1825 y 16175 de 2011 emitidas por la SSPD, las cuales solicitaban dicha información.

### Conclusión

- EEB cumplió con la totalidad de reportes requeridos por el SUI en el año 2012.

---

<sup>18</sup> La información adicional al Plan de Contabilidad que la SSPD requiere que los prestadores de servicios reporten a través del SUI son: Balance general, estado de resultados, flujo de efectivo, cambios en la posición financiera, cambios en el patrimonio, notas de los estados financieros, actas de aprobación de los estados financieros y los certificados de reporte de información del plan contable al SUI. Estos documentos deberán estar debidamente certificados por el representante legal y por el contador público y dictaminados por el Revisor Fiscal o quien haga sus veces.



## IV. Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión

En esta sección presentamos un análisis y seguimiento a los indicadores de gestión aplicables a EEB, definidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y en concordancia con la Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, donde se establece la metodología para clasificar las empresas prestadoras de los servicios públicos, de acuerdo con el nivel de riesgo y se definen los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar su gestión y resultados.

Nuestra auditoría incluyó la verificación y evaluación de los indicadores con base en los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 de la Unidad de Transmisión de Energía, suministrados por la Gerencia de Contabilidad de EEB y los referentes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, para evaluar la gestión del negocio de los años en mención.

Debido a que, para el cálculo de los indicadores financieros, EEB separó la información financiera de la Unidad de Negocio de Transmisión, las cifras base de los indicadores financieros para la actividad regulada no coinciden con los datos consolidados reportados por la Empresa en el informe transmitido a través del Sistema Único de Información – SUI, para el año 2012.

En el anexo N° 2 presentamos el balance general y el estado de resultados detallado del negocio.

A continuación se presenta el resultado de los indicadores y referentes de la evaluación de la gestión de EEB, con base en los códigos y nombres de las cuentas del Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios - EPSPD que se deben utilizar para el cálculo de los Indicadores.

### La Gestión y Resultados

Indicadores Financieros	Año 2011			Año 2012		
	Referente	Indicador	Diferencia	Referente	Indicador	Diferencia
Rotación Cuentas por Cobrar (Días)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Rotación Cuentas por Pagar (Días)	30	18	12	30	8	11,7
Razón Corriente (Veces)	1,50	14,28	12,8	1,50	19,21	17,7
Margen Operacional (%)	74,67%	65,6%	9,03%	74,67%	63,6%	9,03%
Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces)	6,00	1	0,0	6,00	1	0,0
Relación de Suscriptores Sin Medición (%)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Relación Reclamos Facturación (Por 10.000)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Atención Reclamos Servicios (%)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Atención Solicitud de Conexión (%)	0	1	1	0	0	0

**Fuente:** Estados Financieros 2011 y 2012, Gerencia de Contabilidad  
Cálculo de Indicadores a partir de las resoluciones CREG 072 de 2002 y CREG 034 de 2004

## 1. Principales Indicadores Financieros

Los siguientes indicadores fueron calculados por KPMG tomando algunas cuentas de los anteriores Estado de Resultados y Balance, para realizar su comparativo con el referente del sector de Empresas de Transmisión de Energía para el año 2012.

### 1.1. Rotación de Cuentas por Cobrar

Este indicador mide la gestión realizada por la Entidad Prestadora para el cobro efectivo de los servicios prestados. De acuerdo a la Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en el artículo 3 y 5, este indicador no les aplica a las Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica.

### 1.2. Rotación de Cuentas por Pagar

El resultado de este indicador, permite medir la gestión de la Entidad para el pago oportuno de los insumos necesarios en el desarrollo de su actividad operacional.

El resultado de este indicador refleja una disminución de 10 días en el tiempo promedio que está utilizando EEB para pagar sus deudas con proveedores, pasando de 18 días en el año 2011 a 8 días en el 2012. El resultado para este último año estuvo 22 días por debajo del referente establecido por SSPD. Ello se explica principalmente por cumplimiento de la política interna pago a proveedores.

Rotación Cuentas Por Pagar	2011	2012
Cuentas por Pagar	2.168	980
Costo de Ventas	43.157	45.422
Días	365	365
Rotación Cuentas por Pagar	18	8
Referente	25,52	30,00
<b>Variación con el Referente</b>	<b>(7)</b>	<b>(22)</b>

### 1.3. Razón Corriente

El resultado de este indicador permite verificar la disponibilidad de la Empresa a corto plazo para afrontar sus compromisos a corto plazo.

La razón corriente de la Unidad de Transmisión se encuentra 17,21 veces por encima del referente establecido para el año 2012, cumpliendo así con el referente establecido por SSPD. El valor del indicador paso de 14,28 veces en el año 2011 a 19,21 veces en el año 2012. De acuerdo a los resultados EEB presenta un alto índice de disponibilidad de recursos para cubrir sus compromisos a corto plazo producto de las estrategias corporativas implementadas en la Empresa.

Razón Corriente	2011	2012
Activo Corriente	139.526	126.181
Pasivo Corriente	9.772	6.569
Razón Corriente	14,28	19,21
Referente	1,50	2,00
<b>Variación con el Referente</b>	<b>12,78</b>	<b>17,21</b>

### 1.4. Margen Operacional

Este indicador mide la parte de la utilidad generada por la Unidad de Negocio de Transmisión antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y resultados no operacionales.

El resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD de 74,76%. Se observa una reducción de 1,51 puntos porcentuales con respecto al año 2011, debido al incremento de las contribuciones del Fondo de Energización y Contribuciones del Programa de Normalización de Redes PRONE por \$298 (5,16%) y \$119 (2,9%) millones y mayores Costos por Mantenimiento de las redes, líneas y ductos por valor de \$1.475 (31.5%) millones.

Margen Operacional	2011	2012
Ebitda	65.180	66.716
Ingresos Operacionales	100.106	104.889
Margen Operacional	65,11%	63,61%
Referente	74,67%	74,67%
<b>Variación con el Referente</b>	<b>-9,56%</b>	<b>-11,06%</b>

## 1.5. Cubrimiento de Gastos Financieros

De acuerdo a los estados financieros suministrados, se observa que los gastos financieros de EEB están relacionados con actividades diferentes al negocio operacional de transporte de energía, por lo cual son iguales a cero (\$0). Según lo señala el Anexo 2 de la Resolución CREG 072 de 2002, modificado por la Resolución CREG 034 de 2004, debido a que los gastos financieros son iguales a cero y el EBITDA es positivo, este indicador toma el valor de uno (1)

## 2. Indicador Técnico-Administrativo

Para EEB, en su negocio de transmisión, únicamente aplica el indicador Atención Solicitud de Conexión. Los demás indicadores regulatorios: Relación de Suscriptores sin Medición, Relación Reclamos Facturación y Atención Reclamos Servicios no son aplicables al Negocio de Transmisión de energía.

### 2.1.1. Relación de Suscriptores sin Medición, Relación Reclamos Facturación y Atención Reclamos Servicios

La Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en el artículo 3 y 5 resume la metodología para la evaluación de la gestión durante el año, en esta se define:

La evaluación empresarial se realizara en base a los indicadores financieros y la gestión social en relación a los Indicadores Técnicos, Administrativos y de Calidad. Por consiguiente y de acuerdo a los referentes para la evaluación de la Gestión de 2012, EEB no debe reportar en el SUI estos indicadores Técnicos y Administrativos ya que no le es aplicable el referente a las empresas de transmisión de energía eléctrica.

### 2.2. Atención Solicitud de Conexión

Durante el año 2012, relacionado con su infraestructura existente, se le presentó a EEB una solicitud de conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN. Esta solicitud fue presentada por Electricaribe S.A. E.S.P. para la conexión de un transformador de 150 MVA en la subestación Termocandelaria. Este equipo tendría una relación de transformación de 220 a110 kV.

La solicitud de conexión de acuerdo a información proporcionada por EEB se atendió en un tiempo inferior a 3 meses, tiempo indicado por la CREG 25 de 1995 como plazo máximo dado a los transportadores para dar concepto sobre la viabilidad técnica y económica de la conexión.

En comparación con años anteriores, las solicitudes de conexión que se le han presentado a EEB han tenido un comportamiento similar, en el año 2011 se presentó una solicitud de conexión de Energéticos S.A., para la conexión del Oleoducto Transandino – OTA, en el año 2010 no se presentaron solicitudes de conexión al STN.

Las solicitudes de conexión se presentan en poca cantidad, debido a que se requieren proyectos muy grandes, los cuales no se presentan con frecuencia.

## **Conclusión**

- Los indicadores referentes de la evaluación de la gestión calculados, reflejaron un resultado satisfactorio y su cálculo guarda consistencia con el recálculo realizado por AEGR.
- Los indicadores financieros no presentaron cambios importantes frente al 2011.



## V. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo y Concepto General de Riesgo

---

### 1. Objetivo del Informe

El propósito de este informe es presentar los riesgos que pueden afectar los objetivos, el desempeño o la viabilidad de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP – EEB, y dar un concepto general sobre el nivel de riesgo, de acuerdo a los parámetros establecidos por la SSPD.

Esta revisión se refiere a los riesgos (Matriz de Riesgos) que se debe reportar a la SSPD, identificado durante el desarrollo de la Auditoría de Gestión, a partir de la revisión de los riesgos que tiene identificados EEB, los cuales son administrados por la Gerencia de Planeación Corporativa.

### 2. Concepto General sobre Sistema de Gestión de Riesgos

Siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, presentamos el resultado de nuestra evaluación al sistema de gestión de riesgos de la organización y la metodología de administración de los mismos en EEB, de acuerdo a los parámetros establecidos por la SSPD.

### 3. Estructura de Nuestro Enfoque Metodológico

El enfoque metodológico utilizado en EEB para conceptuar sobre el sistema de gestión de riesgos y la identificación de los mismos, tuvo en cuenta las siguientes actividades:

- Entendimiento del negocio.
- Reunión con el área responsable de Administración de Riesgos de EEB.
- Revisión de los riesgos estratégicos que tiene identificado EEB.
- Homologación de los criterios de EEB para la valuación de los riesgos y controles, a los requerimientos de la SSPD.
- Identificación de riesgos; estableciendo su probabilidad de ocurrencia e impacto según criterios requeridos por la SSPD, a partir de los riesgos estratégicos que tiene identificados EEB.
- Identificación de controles que tiene establecidos EEB para cada uno de los riesgos identificados, cuya calificación se realizó a partir de lo requerido por la SSPD.

## 4. Estructura del Sistema de Gestión de Riesgos en EEB

EEB estructuró la Gestión de Riesgos a través del proceso “Sistema de Gestión Integral de Riesgos” a cargo de la Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, cuyo objetivo es garantizar la continuidad del Grupo Empresarial y el cumplimiento de sus objetivos corporativos, a través de la aplicación de las prácticas de gestión de riesgos y hacer seguimiento a las acciones encaminadas a controlarlos. La Gerencia de Planeación Corporativa es la responsable de la gestión de los riesgos, consistente en identificar, evaluar, consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos del Grupo Empresarial.

### 4.1. Metodología para la Gestión de Riesgos

Teniendo como marco de referencia COSO ERM y lo establecido por la SSPD, a partir de la revisión que realizamos, se observó que EEB ha definido la siguiente metodología para la gestión de riesgos, la cual se estableció bajo la Norma ISO 31000.

#### Gobernabilidad

EEB actualizó la Política de Gestión de Riesgos, delegando en la Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa la responsabilidad de garantizar el cumplimiento de la misma. Asimismo, se actualizó el procedimiento de gestión de riesgos corporativos.

Con el objetivo de identificar, evaluar consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos, se documentó el procedimiento de Gestión de Riesgos Corporativos, “Decisión de Presidencia” número 81. En dicho documento están consignadas las responsabilidades en la gestión del riesgo, de los diferentes órganos: el Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, los Directores del Corporativo y Unidades de negocio, el Comité de Presidencia, el Comité de Auditoría, los colaboradores con el rol de “gestores de riesgo”, y los colaboradores encargados de la administración del sistema ERA<sup>19</sup>.

#### Identificación de los Riesgos

Los “gestores de riesgos”, junto con los colaboradores de su área identifican los riesgos y definir para cada uno: nombre del riesgo, descripción del riesgo, nivel de riesgo absoluto (probabilidad e impacto), controles y tratamientos, y el nivel de riesgo controlado (riesgo residual) y lo presentan al director del área respectiva para su revisión y aprobación; una vez aprobados los riesgos y los controles se cargan en el sistema ERA<sup>20</sup>.

Se tiene documentada una metodología para la identificación, valoración, análisis y evaluación de los riesgos.

#### Cuantificación de los Riesgos

EEB definió las tablas de valoración de criterios, en las cuales se establece el impacto y la probabilidad del riesgo, los cuales se basan en criterios cuantitativos. De acuerdo a la probabilidad e impacto de cada riesgo, estos se ubican en la matriz de riesgos, clasificándolos en: extremo, alto, moderado o bajo, según corresponda.

---

<sup>19</sup> ERA: Enterprise Risk Assessment, software diseñado para administrar los riesgos.

<sup>20</sup> ERA: Enterprise Risk Assessment, software diseñado para administrar los riesgos.

## Monitoreo y Reporte

Trimestralmente los “gestores de riesgos” de cada área realizan el seguimiento a los riesgos y se presenta un informe al Comité de Presidencia, en el cual se incluye un diagnóstico sobre el nivel de severidad del riesgo, mitigación, solidez de los controles, diseño de los controles y los tratamientos.

## 5. Matriz de Riesgos

Teniendo en cuenta los criterios establecidos por la SSPD a través de su Resolución 20061300012295 de 2006 y la Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se realizó la identificación y evaluación de los riesgos y controles asociados a los riesgos que afectarían el cumplimiento de los objetivos estratégicos de EEB.

De igual forma, para establecer la criticidad de dichos riesgos, se tuvo en cuenta los objetivos estratégicos y los criterios de evaluación de riesgos en probabilidad de ocurrencia e impacto definidos en EEB, homologados a lo requerido por la SSPD, cuyo resultado final y detallado se puede observar en el anexo de Matriz a reportar al SUI<sup>21</sup> a través de la página web [www.sui.gov.co](http://www.sui.gov.co), Anexo 3. La valoración de los riesgos de acuerdo a los criterios requeridos por la SSPD, la realizamos a partir de la valoración del riesgo absoluto (inherente) que tiene definida EEB para cada riesgo.

### 5.1. Criterios de la SSPD

Los criterios establecidos para la evaluación de riesgos en cuanto a su probabilidad de ocurrencia e impacto, son:

Calificación		Descripción	Criterios de Calificación
<b>Riesgos</b>		<b>Probabilidad de ocurrencia</b>	<b>Magnitud de impacto</b>
<b>1</b>	<b>Baja</b>	Ocasionalmente podría presentarse	El impacto no afecta de manera significativa y puede ser asumido por el giro normal de las operaciones de la Empresa, ya que no afecta la prestación del servicio, ni viabilidad financiera ni la relación con el usuario
<b>2</b>	<b>Medio</b>	Puede presentarse algunas veces	Se puede ver afectada la eficiencia de la Empresa disminuyendo la calidad del servicio, generando insatisfacción en el usuario y retrasos en la operación
<b>3</b>	<b>Alto</b>	Es probable que ocurra muchas veces	Se afectan los estándares de los indicadores, se generan incumplimientos regulatorios, se puede poner en riesgo la prestación del servicio, la viabilidad empresarial y afectar la relación con el usuario
<b>Controles</b>			
<b>1</b>	<b>Eficiente</b>	El control permite mitigar, reducir o prevenir el riesgo a un nivel aceptable o eliminarlo	
<b>2</b>	<b>Ineficiente</b>	La efectividad del control no es la deseada debido a su diseño o implementación. No logra mitigar, reducir o prevenir el riesgo	
<b>3</b>	<b>Inexistente</b>	No existe control para el riesgo identificado	

<sup>21</sup> SUI: Sistema Único de Información.



## 5.2. Homologación de Criterios

Teniendo en cuenta los criterios de la SSPD y los establecidos por EEB, la siguiente es la homologación de valoraciones de riesgos:

Criterios de Matriz de Riesgos y homologación			
Probabilidad Según AEGR y EEB	Homologación a la SSPD	Impacto según AEGR y EEB	Homologación a la SSPD
Raro	Baja	Insignificante	Bajo
Improbable		Menor	
Posible	Media	Moderado	Medio
Probable	Alta	Mayor	Alto
Casi certeza		Severo	

Para la valoración de la efectividad de los controles, tomamos la calificación establecida entre AEGR y EEB a cada control y la homologamos a como lo requiere la SSPD, así:

Valuación de los controles	
Efectividad según AEGR y EEB	Homologación a la SSPD
Débil	Ineficiente
Moderada	Eficiente
Fuerte	

## 5.3. Riesgos Identificados y Controles Asociados

Para efectos de transmisión al SUI y bajo los parámetros establecidos por la SSPD en la Resolución 20061300012295 del año 2006; la AEGR junto con EEB realizó una asociación de los riesgos que podrían afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de EEB y el negocio de Transmisión de Energía Eléctrica; para lo cual y dando cumplimiento a la resolución en cuanto a la estructura de la matriz de riesgos y del informe; la AEGR asignó a cada riesgo los macroprocesos y procesos por riesgo identificado.

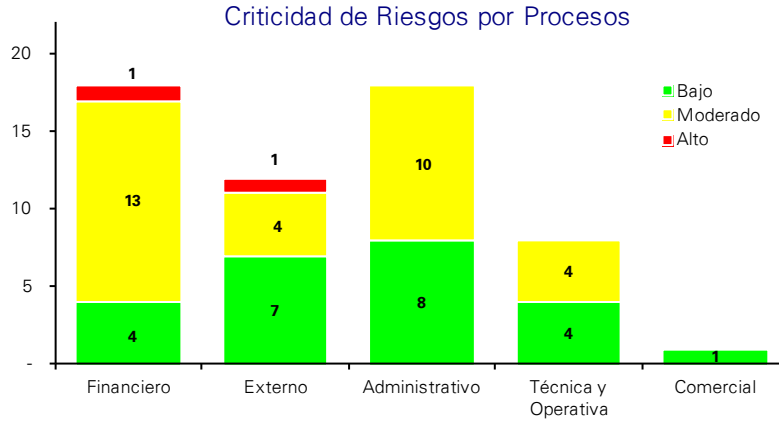
### Criticidad de Riesgos

De acuerdo a la Resolución 20061300012295 de 2006 de la SSPD, el entendimiento de los objetivos asociados al PEC, las revisiones y valoraciones realizadas con los responsables de los mismos, se obtuvo el siguiente mapeo general de los riesgos:



De acuerdo con la información suministrada, EEB puede estar expuesta a 57 riesgos de los cuales 2 tienen criticidad baja, 17 tienen criticidad media y 38 presenten criticidad alta.

Por otra parte teniendo en cuenta las valoraciones y criterios determinados por la SSPD, establecimos una valoración final de riesgo residual, que permite definir resultados por cada Macroproceso, así:



**Fuente:** Gerencia de Planeación Corporativa.

La Gerencia de Planeación Corporativa administra y realiza seguimiento a los riesgos identificados. A continuación relacionamos los 10 principales riesgos de EEB que identificamos que podrán afectar la gestión de EEB y los controles asociados:

Macroproceso: Financiera

Riesgo:	Controles:
Deterioro del margen de EBITDA del negocio de transmisión	<ol style="list-style-type: none"> <li>Control de costos y gastos por parte del área financiera de la unidad.</li> <li>Gestión con el ente regulador.</li> <li>Optimización de los procesos del negocio.</li> <li>Asignación de costos y gastos del corporativo al negocio de transmisión.</li> <li>Realizar comparativos con base en la información.</li> </ol>
<b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>	

Macroproceso: Técnica y Operativa

Riesgo:	Controles:
Operación inadecuada de los activos de transmisión	<ol style="list-style-type: none"> <li>Selección adecuada del personal.</li> <li>Desarrollo de competencias.</li> <li>Revisión y actualización de procedimientos de operación</li> </ol>
<b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>	
Colapso del Centro de Control	<ol style="list-style-type: none"> <li>Contar con un Plan de Continuidad para el Centro de Control.</li> </ol>
<b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>	
Incumplimiento de la normatividad del negocio de transmisión.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ejecución del proceso de Planeación y Mejoramiento del negocio de transmisión</li> </ol>
<b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>	
Invasiones a la franja de servidumbres	<ol style="list-style-type: none"> <li>Inspección periódica de la infraestructura.</li> <li>Evaluación e implementación de cuadrillas de</li> </ol>

Riesgo:	Controles:
	guardatorres. 3. Demarcación de la franja de servidumbres en sitios críticos.  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>
No cumplir con el alcance, presupuesto y cronograma de los proyectos	1. Implementar la metodología PMI en la ejecución de proyectos  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>

Macroproceso: Externos

Riesgo:	Controles:
Atentados terroristas a la infraestructura	1. Programa de seguros. 2. Plan de atención de emergencias. 3. Refuerzos a la infraestructura  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>
Interrupción en la continuidad del servicio, por eventos como catástrofes, virus, hackers, etc.	1. Plan de continuidad de TI. 2. Correo en la nube  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>

Macroproceso: Administrativo

Riesgo:	Control:
No contar con la estructura requerida para cumplir con los objetivos del negocio.	1. Determinar la estructura orgánica adecuada  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>
Disminución en los índices de reputación.	1. Actualizar y mantener vigente la política , manual y procedimientos de comunicación 2. Mantener y actualizar canales eficaces de comunicación. 3. Centralizar y canalizar la comunicación interna de EEB a través de la DRE. 4. Dar cumplimiento a los protocolos establecidos en el Manual de Crisis.  <b>Evaluación del Control: Fuerte.</b>

En el Anexo 3 relacionamos los principales riesgos identificados para EEB. La valuación de dichos riesgos se hizo a partir del riesgo absoluto, valorado por EEB y homologado al requerimiento de la SSPD.

## Conclusiones

La identificación de los riesgos que podrían afectar la gestión de EEB, se realizó a partir de la matriz de riesgos estratégicos que tiene identificada EEB, la cual se homologó a los requerimientos de la SSPD a través de la Resolución 20061300012295 de 2006, y se procedió a seleccionar los riesgos más relevantes. De acuerdo con lo anterior, identificamos 57 riesgos, de los cuales, 2 presentan

criticidad baja, 17 con criticidad media y 38 riesgos con criticidad alta. Estos riesgos están administrados por la gerencia de planeación corporativa de EEB.

## 6. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos

Como complemento al análisis de la información financiera de EEB por el año terminado el 31 de diciembre de 2012, a continuación presentamos el cálculo de los indicadores de clasificación por nivel de riesgo, definidos en el numeral 5 de la Resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG 034 de 2004, modificatoria de la Resolución CREG 072 de 2002.

Para estos indicadores la SSPD o la CREG no han establecido referentes, así como tampoco se han definido metas a nivel interno, por lo cual, con el objeto de tener una perspectiva más amplia del comportamiento de la estructura financiera de EEB, nuestro parámetro de comparación para este informe es el año inmediatamente anterior, es decir, el año 2011.

Los resultados de los indicadores para el año 2011 y 2012 los calculamos con base en los estados financieros elaborados por EEB, con corte al 31 de diciembre de 2012, correspondiente al Negocio de Transmisión de Energía, el cual es regulado por la SSPD y la CREG.

Indicadores por nivel de riesgo año 2011 y 2012 (Cifras en Millones de \$)							
Indicador	Variables	Fórmula de cálculo	Año 2011		Año 2012		Variación %
			Valor	Resultado	Valor	Resultado	
Período de pago del pasivo de largo plazo (años)	Pasivo total	Pasivo total - Pasivo corriente / EBITDA - Impuesto de renta	13.953	0,06	9.632	0,05	-0,02
	Pasivo corriente		9.772		6.569		
	EBITDA		65.180		66.716		
	Impuesto sobre la renta		0		0		
Rentabilidad sobre los activos (%)	EBITDA	(EBITDA / Activo total) X 100	65.180	13,70%	66.716	14,10%	0,40%
	Activo total		475.903		473.140		
Rentabilidad sobre el patrimonio (%)	EBITDA	(EBITDA - Gastos financieros - Impuesto de renta / Patrimonio) X 100	65.180	14,11%	66.716	14,39%	0,28%
	Gastos Financieros		0		0		
	Impuesto sobre la renta		0		0		
	Patrimonio		461.951		463.508		
Rotación de activos fijos (veces)	Ingresos operacionales	Ingresos operacionales / Activos fijos	99.294	0,40	102.685	0,40	(0,00)
	Activos fijos		246.856		256.616		
Capital de trabajo sobre activos (%)	Capital de trabajo	(Capital de trabajo / Activo total) X 100	27.923	5,87%	26.782	5,66%	-0,21%
	Activo total		475.903		473.140		
Servicio de la deuda sobre el patrimonio (%)	Servicio de la deuda	(Servicio de la deuda / Patrimonio) X 100	0	0,00%	0	0,00%	0,00%
	Patrimonio		461.951		463.508		
Flujo de caja sobre el servicio de la deuda (%)	Flujo de caja	(Flujo de caja / Servicio de la deuda) X 100	59.936	1,00	44.500	1,00%	N/A
	Servicio de la deuda		N/A		N/A		
Flujo de caja sobre activos (%)	Flujo de caja	(Flujo de caja / Activo total) X 100	59.936	12,59%	44.500	9,41%	-3,19%
	Activo total		475.903		473.140		
Ciclo operacional (días)	Rotación de cuentas por cobrar	Rotación de cuentas por cobrar - Rotación de cuentas por pagar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Rotación de cuentas por pagar		N/A		N/A		
Patrimonio sobre activos (%)	Patrimonio	(Patrimonio / Activo total) X 100	461.951	97,07%	463.508	97,96%	0,90%
	Activo total		475.903		473.140		
Pasivo corriente sobre pasivo total (%)	Pasivo corriente	(Pasivo corriente / Pasivo total) X 100	9.772	70,04%	6.569	68,21%	-1,83%
	Pasivo total		13.953		9.632		
Activo corriente sobre activo total (%)	Activo corriente	(Activo corriente / Activo total) X 100	139.526	29,32%	126.181	26,67%	-2,65%
	Activo total		475.903		473.140		

En el Anexo 4 de este informe, el cual transmitiremos al SUI<sup>22</sup>, relacionamos el resultado de cada uno de estos indicadores, con los comentarios y la explicación de EEB, asimismo, incluimos nuestro concepto sobre la explicación dada por EEB, y el concepto general de KPMG, de acuerdo a lo requerido en la Resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG 034 de 2004, modificatoria de la Resolución CREG 072 de 2002.

A continuación, damos una breve explicación del resultado y evolución de cada uno de los indicadores:

- **Período de pago del pasivo de Largo Plazo**

El resultado de este indicador muestra que para el año 2012 la gestión operativa de EEB generó una capacidad para cubrir sus obligaciones de largo plazo en un tiempo inferior a un año (0,05 años), manteniéndose respecto al año 2011, cuando fue 0,06 años.

<b>Período de pago del pasivo de largo plazo (años)</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Pasivo total	13.953	9.632
Pasivo corriente	9.772	6.569
Pasivo total - pasivo corriente	4.181	3.062
EBITDA	65.180	66.716
Impuesto sobre la renta	-	-
EBITDA - impuesto sobre la renta	65.180	66.716
<b>Período de pago pasivo LP (años)</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>

- **Rentabilidad sobre Activos**

La rentabilidad del activo fue del 14,10%, es decir que por cada peso invertido, se generaron \$0,1410; la rentabilidad del activo se mantuvo estable y con una tendencia de leve crecimiento frente a la generada en 2011, cuando fue de 13,70%.

<b>Rentabilidad sobre los activos (%)</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
EBITDA	65.180	66.716
Activo total	475.903	473.140
<b>Rentabilidad sobre los activos (%)</b>	<b>13,70%</b>	<b>14,10%</b>

- **Rentabilidad sobre Patrimonio**

La rentabilidad del patrimonio para el año 2012 fue del 14,39%, lo cual quiere decir que los accionistas de EEB obtuvieron un rendimiento sobre su inversión para el negocio de

<b>Rentabilidad sobre el patrimonio (%)</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
EBITDA	65.180	66.716
Gastos Financieros	-	-
Impuesto sobre la renta	-	-
EBITDA - Gastos financieros - Impuesto de renta	65.180	66.716
Patrimonio	461.951	463.508
<b>Rentabilidad sobre el patrimonio (%)</b>	<b>14,11%</b>	<b>14,39%</b>

transmisión de energía del 14,39% con respecto al año 2011, este indicador se mantiene estable y sin cambios importantes. Se origina por la misma causa descrita en el indicador de período de pago del pasivo de largo plazo, dado que en los años 2011 y 2012 no se generó impuesto a pagar para el negocio de Transmisión.

<sup>22</sup> SUI: Sistema Único de Información

- Rotación activos fijos

La rotación de los activos fijos al 31 de diciembre de 2012 fue de 0,40 veces, lo que quiere decir que por cada peso invertido en activos fijos, se generaron \$0,40 de ingresos operacionales. El resultado de este indicador se mantiene estable y sin cambios relevantes en los activos de fijos del negocio de transmisión de energía.

Rotación de activos fijos (veces)		
Cifras expresadas en millones de pesos	2011	2012
Ingresos operacionales	99.294	102.685
Activos fijos	246.856	256.616
<b>Rotación de activos fijos (veces)</b>	<b>0,40</b>	<b>0,40</b>

- Capital de trabajo sobre activos

Para el año 2012 el capital de trabajo sobre activos fue del 5,66%, presentando una leve disminución de 0,21% respecto al año 2011.

Capital de trabajo sobre activos		
Cifras expresadas en millones de pesos	2011	2012
Capital de trabajo	27.923	26.782
Activo total	475.903	473.140
<b>Capital de trabajo sobre activos</b>	<b>5,87%</b>	<b>5,66%</b>

La variación de este indicador se debe a un incremento real en los activos fijos, excluyendo la depreciación de los activos.

- Servicio de Deuda sobre Patrimonio

De acuerdo a la Resolución CREG 034 de 2004, el resultado de este indicador es de cero para el año 2011 y 2012; debido a que la unidad de transmisión de energía no tiene obligaciones financieras asociadas.

- Flujo de Caja sobre Servicio de Deuda

De acuerdo a la Resolución CREG 034 de 2004, dado que EEB no tiene asociada deuda al negocio de Transmisión y que el flujo de caja es mayor a cero, el resultado de este indicador es de 1 para los años 2011 y 2012.

- Flujo de caja sobre Activos

Para el año 2012 el flujo de caja sobre activos disminuyó, frente al resultado de este indicador en el año 2011, pasando de 12,59% a 9,41%. La disminución del indicador se origina por un incremento en los activos fijos, por la capitalización del proyecto reactores y el inicio de las construcciones de los proyectos UPME<sup>23</sup> principalmente.

Flujo de caja sobre activos		
Cifras expresadas en millones de pesos	2011	2012
Flujo de caja	59.936	44.500
Activo total	475.903	473.140
<b>Flujo de caja sobre activos</b>	<b>12,59%</b>	<b>9,41%</b>

<sup>23</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

- **Ciclo Operacional**

La actividad de EEB es Transmisión de Energía, de acuerdo con los requerimientos de la SSPD, las empresas transmisoras de energía no están obligadas a calcular el indicador de rotación de cuentas por cobrar, razón por la cual tampoco estarían obligados a calcular el indicador ciclo operacional.

- **Patrimonio sobre Activos**

El patrimonio sobre activo para el año 2012 fue del 97,96%, el cual permanece estable frente al año anterior. La explicación de este

<b>Patrimonio sobre activos</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Patrimonio	461.951	463.508
Activo total	475.903	473.140
<b>Patrimonio sobre activos</b>	<b>97,07%</b>	<b>97,96%</b>

comportamiento se debe a que el patrimonio y los activos del negocio regulado de transmisión no presentan variaciones significativas durante de los últimos 4 años.

- **Pasivo Corriente sobre Pasivo Total**

El pasivo corriente sobre el pasivo total pasó del 70,04% al 68,21% para el año 2012. El principal cambio en el indicador

<b>Pasivo corriente sobre pasivo total</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Pasivo corriente	9.772	6.569
Pasivo total	13.953	9.632
<b>Pasivo corriente sobre pasivo total</b>	<b>70,04%</b>	<b>68,21%</b>

se explica por el pago a proveedores nacionales de corto plazo por valor de \$1.188 millones y acreedores por \$1.687 millones; relacionados al desarrollo de las actividades de transmisión de la compañía.

- **Activo Corriente sobre Activo Total**

El activo corriente pasó de representar el 29,32% de los activos totales de la compañía en el año 2011 al 26,67% para el año

<b>Activo corriente sobre activo total</b>		
<b>Cifras expresadas en millones de pesos</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Activo corriente	139.526	126.181
Activo total	475.903	473.140
<b>Activo corriente sobre activo total</b>	<b>29,32%</b>	<b>26,67%</b>

2012. El principal cambio en el indicador se explica por una disminución de las inversiones temporales por concepto de certificados de depósitos por valor \$11.358 millones, al pasar de \$108.726 millones en el año 2011 a \$97.368 millones para el año 2012, asimismo el indicador se vio afectado por pago de dividendos decretados a los accionistas y el inicio de la construcción de los proyectos UPME.

## **6.1. Comentarios y Explicaciones de EEB para cada Indicador**

Los comentarios y las explicaciones dadas por EEB sobre el resultado y la evolución de cada uno de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos son coherentes con la situación financiera del negocio de transmisión de energía.

## 6.2. Calidad de la Información

La información utilizada para el cálculo de cada uno de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos fue transmitida oportunamente al SUI, y cumple con el requerimiento de la SSPD a través de la Resolución SSPD 33635 de 2005 y la Resolución SSPD 25985 de 2006, artículo 3.

## 7. Concepto General Nivel de Riesgo

Siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resoluciones CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 en cuanto a los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo; y de acuerdo con el informe del resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, y al informe del Sistema de Gestión de Riesgos (matriz de riesgos), donde informamos en detalle los resultados de la evaluación de estos temas, en los cuales incluimos los aspectos, riesgos existentes, presentamos el concepto general del nivel de riesgo de EEB, de acuerdo a los parámetros establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

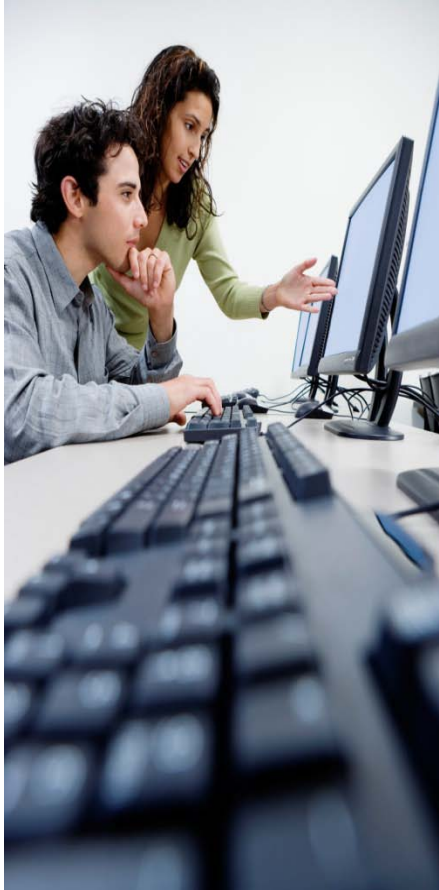
### 7.1. Nivel del Riesgo

De acuerdo con el resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, al resultado de la identificación de los riesgos (Matriz de Riesgos), al resultado de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo, y los demás aspectos analizados en el Informe de la AEGR 2012, concluimos que el Nivel de riesgo de EEB para el negocio de Transmisión de Energía es de A, es decir el nivel de riesgo es Bajo, por las siguientes razones:

- EEB cuenta con un área encargada de la gestión de los riesgos cuyo objetivo es garantizar la continuidad del Grupo Empresarial y el cumplimiento de sus objetivos corporativos, a través de la aplicación de las prácticas de gestión de riesgos y hacer seguimiento a las acciones encaminadas a controlarlos. La Gerencia de Planeación Corporativa es la responsable de la gestión de los riesgos, consistente en identificar, evaluar, consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y los procesos de la Empresa.
- A partir de los resultados de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos, se puede observar que para los años 2011 y 2012, la Empresa ha mantenido estable su estructura financiera del negocio de transmisión, ya que dichos indicadores no presentan variaciones significativas.

Los resultados de los siguientes indicadores son favorables: Rentabilidad sobre Activos, Rentabilidad sobre Patrimonio; la operación de la Empresa genera un Flujo de Caja y un Capital de Trabajo positivo, los cuales le permiten cumplir con sus obligaciones; y, el activo está respaldado por el patrimonio ya que el resultado del indicador Patrimonio sobre Activo es en los últimos 4 años se encuentra entre un 96% hasta 97,96%, lo cual quiere decir que el financiamiento de la operación de la Empresa ha sido con recursos propios.





## VI. Sistema de Control Interno

---

### 1. Objetivo del Informe

1. Realizar un diagnóstico que le permita a la Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP en adelante EEB, conocer el estado actual o nivel de madurez de su estructura de control frente a los componentes del Sistema de Control Interno - SCI y de sus elementos que lo conforman:

- Ambiente de Control.
- Gestión de Riesgos.
- Actividades de Control.
- Información y Comunicación.
- Monitoreo.

2. De Conformidad con el artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6° de la Ley 689 de 2001, todas las empresas de servicios públicos están obligadas a contratar un Auditor Externo de Gestión y Resultados, con el fin de que este evalúe el SCI de acuerdo con la Resolución 20061300012295 de 2006 emitida por la SSPD.

El enfoque metodológico utilizado en EEB para desarrollar el diagnóstico del SCI en cada uno de sus componentes, consideró las siguientes actividades:

- Entrevistas con los encargados de los procesos.
- Identificación de los elementos del Sistema de Control Interno.
- Análisis del contenido y verificación de su implementación.
- Validación con la Auditoría Interna.
- Determinación de los aspectos relevantes, oportunidades de mejora y recomendaciones sobre cada elemento del Sistema de Control Interno evaluado.

### 2. Marco de Trabajo

Para el desarrollo del trabajo, realizamos un diagnóstico del Sistema de Control Interno - SCI, el cual tuvo como marco de referencia COSO<sup>24</sup>, con el fin de alinear los elementos de control a nivel de cada componente con los actualmente definidos y ejecutados en EEB, de acuerdo con buenas prácticas de Control Interno.

#### 2.1. Estructura de Nuestro Enfoque Metodológico

La metodología para el diagnóstico del SCI consistió en:

---

<sup>24</sup> Committee of Sponsoring Organizations – COSO, es una iniciativa conjunta de las cinco organizaciones del sector privado (American Accounting Association, American Institute of CPAs, Financial Executives International, The Association for Accountants and Financial Professionals in Business, y el Institute of Internal Auditors), que se dedica a proveer liderazgo a través del desarrollo de los marcos y directrices sobre la gestión del riesgo, control interno y la disuasión del fraude.

- a. Seleccionamos una muestra de 20 colaboradores de EEB, de los cuales respondieron 19 de ellos y aplicamos un cuestionario de evaluación bajo la estructura modelo de control COSO. La siguiente es la relación de los cargos de los colaboradores que respondieron la encuesta:

Cargo	Área
Directora Relaciones Externas	Dirección Relaciones Externas
Director de Compras	Dirección de Compras
Gerente de Planeación Corporativa	Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa
Gerente de Planeación Financiera	Vicepresidencia Financiera
Gerente de Planeación y Nuevos Negocios	Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa
Gerente Sistema de Gestión Integrado	Vicepresidencia Administrativa
Gerente de Gestión Humana	Vicepresidencia Administrativa
Jefe de la Oficina de Asuntos Societario	Secretaría General
Jefe de Ingeniería y Construcción	Vicepresidencia de Transmisión
Profesional II	Vicepresidencia Administrativa
Profesional II	Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa
Profesional II	Vicepresidencia Administrativa
Asesor III	Vicepresidencia Servicios Públicos y Participación Ciudadana
Asesor II	Dirección de Auditoría Interna
Asesor I	Dirección de Auditoría Interna
Asesor I	Vicepresidencia de Transmisión
Asesor I	Secretaría General
Asesor I	Vicepresidencia de Transmisión
Secretaría Ejecutiva II	Secretaría General

- b. Realizamos pruebas corroborativas de la información obtenida en las entrevistas.
- c. Revisamos la información entregada por EEB y/o consultada directamente en la Intranet y en la página web de EEB para analizar la coherencia entre el resultado de la entrevista y la información soporte.

Los niveles de madurez utilizados para la evaluación del SCI, son:

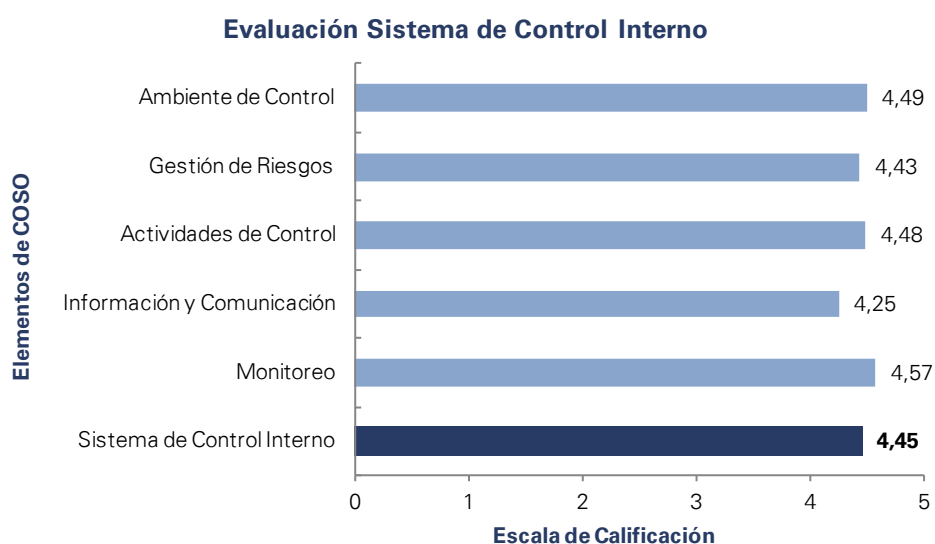
Calificación	Convenciones	Descripción
1	En Total Desacuerdo	Carencia completa de cualquier elemento reconocible e implementado en la organización para administrar el Sistema de Control Interno.
2	En desacuerdo	El elemento del Sistema de Control Interno, se encuentra levemente implementado en la organización, cuyo diseño y aplicación requiere ser replanteado para permitir su adecuada administración y monitoreo.
3	Neutral	Los componentes del elemento del Sistema de Control Interno son desconocidos y no administrados en la organización. El elemento es identificado por los funcionarios; sin embargo, desconocen su objetivo y forma de aplicación dentro de la organización.
4	De acuerdo	El elemento esta implementado en la organización; sin embargo, requiere mejoras que le permitan monitorear y medir su aplicación a nivel de mejor practica.

Calificación	Convenciones	Descripción
5	Totalmente de acuerdo	El elemento es implementado en la organización y considerado como buena práctica, permitiendo tener un adecuado nivel de madurez.

### 3. Resumen del Desarrollo del Sistema de Control Interno

El diseño, establecimiento y mantenimiento de un Sistema de Control Interno es responsabilidad de la Administración de EEB. Nuestra responsabilidad consiste en expresar un concepto sobre el resultado de la revisión.

A continuación presentamos un resumen de los resultados de la evaluación del Sistema de Control Interno, desde el punto de vista y según la evaluación realizada por KPMG:



Según la perspectiva de los colaboradores de EEB que participaron en la evaluación, el Sistema de Control Interno de la Empresa tiene una calificación promedio de 4,45 lo cual indica que para ellos los componentes calificados son considerados como una buena práctica.

Esta calificación muestra que los componentes y en especial el Sistema de Control Interno se mantienen en funcionamiento frente a la evaluación realizada por la AEGR en el año 2011. Nuestra evaluación independiente indica que cada uno de los componentes del Sistema de Control Interno están evaluados, implementados en la organización, se administran adecuadamente y existen procesos de mejora continua.

Algunos aspectos relevantes del Sistema de Control Interno de EEB son:

- La misión y visión de la organización es conocida y comprendida por la dirección y los colaboradores de la Empresa; los objetivos definidos son acordes con la misión definida.
- Existe un compromiso por parte de la dirección para que los objetivos sean conocidos y comprendidos por todos los colaboradores.
- Se actualizan periódicamente los elementos como planeación estratégica, competencias, estructura organizacional, documentación de políticas y procedimientos, con el fin de asegurar

que han sido formalizados todos los lineamientos definidos y que se espera que estos sean cumplidos y acatados por los colaboradores.

- Los colaboradores conocen los objetivos de la unidad donde se desempeñan y cómo su función contribuye al logro de los objetivos generales. Esto es fundamental para lograr un compromiso mayor en las personas que se desempeñan en una organización.
- Se revisan y actualizan los procedimientos definidos para la selección, capacitación, evaluación, compensación y sanción del personal, (dentro del ámbito normativo vigente), que busquen lograr una administración de personal justa y equitativa.
- El Código de Ética está implementado y divulgado y existen mecanismos de denuncia confidenciales.
- Se integran a la gestión de riesgos variables como continuidad del negocio, lavado de activos, riesgo reputacional, etc., que promueve la generación de sinergias relacionadas con riesgo y desempeño.
- Los riesgos que podrían afectar la consecución de los objetivos de la organización, tanto externos como internos, son identificados, valorados y controlados.
- El entendimiento de los dueños de procesos de la importancia de gestionar y evaluar los riesgos recurrentemente e interiorizar el tema de riesgos y control como clave para cumplir los objetivos organizacionales, permite que el Control Interno sea un sistema dinámico.
- Se establecen y actualizan los procedimientos relacionados con gestión de riesgos a nivel de toda la entidad ayudando a fortalecer la formalidad aplicada frente al tema.
- Se considera dentro de las decisiones de la organización, un cuidadoso análisis de los riesgos asumidos. No se toman decisiones sin considerar los riesgos que se asumen que puedan conducir a impactos adversos a los presupuestados.
- Se obtuvo la máxima calificación de calidad crediticia AAA en el último año, tanto a nivel local e internacional.
- En el procedimiento de gestión de riesgos corporativos están descritas las responsabilidades de las diferentes áreas y/o colaboradores con respecto a la gestión de riesgos: la Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, los Directores del Corporativo y Unidades de negocio, el Comité de Presidencia, el Comité de Auditoría y los colaboradores encargados de la administración del sistema ERA<sup>25</sup>.
- En todos los niveles de la organización existen responsabilidades de control.
- Los Sistemas de Información soportan los procesos del negocio.
- Se garantiza la calidad de la información teniendo en cuenta la relevancia del contenido, oportunidad, actualización y su exactitud. Esto genera una ventaja competitiva en toda la organización.
- La Empresa cuenta con un nuevo Canal Ético y una renovada página web.

---

<sup>25</sup> ERA: Enterprise Risk Assessment, software diseñado para administrar los riesgos.

- En el Código de Ética están descritas las responsabilidades de los colaboradores en relación con la información privilegiada o reservada.
- La Dirección de Relaciones Externas es la encargada de planear, programar, ejecutar y coordinar el sistema de comunicación interna y externa de la Empresa y atender lo relacionado con la proyección de la imagen institucional, el posicionamiento y la reputación de las empresas del Grupo. Vigila el cumplimiento de la Política de Comunicación, la cual establece los lineamientos para que las Empresas del Grupo Empresarial formulen, implementen, y ejecuten estrategias de comunicación interna y externa, con el fin de garantizar la divulgación, difusión y promoción de información institucional y comercial a los Grupos de Interés.
- Las comunicaciones recibidas de los clientes, proveedores, la regulación y de terceros, son direccionadas al área pertinente para su debida respuesta y seguimiento.
- Se alinea el monitoreo del Sistema de Control Interno al de Sistema de Gestión de Riesgos, lo cual comparte sinergias con los diferentes órganos de control, promoviendo el mejoramiento del Sistema de Control Interno.
- Actividades de Auditoría Interna permiten monitorear el Sistema de Control Interno de la Empresa.
- La Dirección de Auditoría Interna realiza evaluación del Sistema de Control Interno de la Empresa bajo los cinco elementos del COSO; el resultado de dicha evaluación es comunicado al Comité de Auditoría.
- Se realizan auditorías de calidad a los diferentes procesos de EEB cuyo objetivo es verificar la conformidad del Sistema de Gestión Integrado (Calidad, de seguridad y salud ocupacional y ambiental) implementado en los procesos de la Empresa, con los requisitos de las normas NTCGP-1000:2009, ISO9001:2008, ISO14001:2004 y OHSAS18001:2007.

De acuerdo al resultado del análisis de las respuestas de los colaboradores, la información entregada por EEB, las consultas en la página Web y el resultado de las pruebas corroborativas, se determinó que el nivel de madurez del Sistema de Control Interno, es de 4,45 sobre 5, es decir, que EEB ha definido y consolidado un modelo Sostenible del Sistema de Control Interno de forma integrada en toda la organización, más allá de los cambios regulatorios que impacten en el proceso de cumplimiento requeridos por las diferentes normas y regulaciones.

Se observa que EEB mantiene y mejora continuamente su estructura de Control Interno. Ello le permite conducir de manera ordenada sus operaciones y contribuye con el logro de sus objetivos empresariales, dando una seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de normas, políticas y procedimientos. Es importante indicar que debido a las limitaciones inherentes de un Sistema de Control, el Sistema de Control Interno de la Empresa puede llegar a no prevenir o detectar desviaciones. Así mismo, la evaluación sobre efectividad para períodos futuros está sujeta al riesgo de que los controles pueden volverse inadecuados debido a cambios en las condiciones o que el grado de cumplimiento de políticas y procedimientos puede deteriorarse.

**Nota:**

1. En el Anexo 5 damos respuesta a la Encuesta del Sistema de Control Interno requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de su Resolución 20061300012295 de 2006, numeral 7.



## VII. Viabilidad Financiera

---

Se revisó el modelo de proyección a cinco años (2012 a 2016), el cual incluyó como base las cifras reales con corte a 31 de Diciembre de 2011. El modelo incluye el Estado de Resultados, el Balance General, el Flujo de Caja, los supuestos macroeconómicos y los supuestos de la operación del negocio de Transmisión de energía. Las proyecciones fueron elaboradas por la Gerencia de Planeación Financiera de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) y corresponden a las proyecciones ingresadas al SUI en febrero 28 de 2012.

Para el análisis viabilidad se tomó el modelo de proyección “individual” de EEB, que consiste principalmente en separar en el Estado de Resultados los ingresos y costos Operacionales relacionados con el negocio de Transmisión; que definen la Utilidad Operacional, y por otro lado lo ingresos No operacionales ó ingresos recibidos por las Inversiones Permanentes que tiene EEB correspondientes a todas las empresas del Portafolio Grupo Energía de Bogotá<sup>26</sup>, el cual se divide en: i) las Empresas Controladas<sup>27</sup> de las que se registran ingresos por Método de Participación y ii) las Empresas No Controladas<sup>28</sup> de las que se reciben ingresos por Dividendos.

### 1. Supuestos Macro económicos

Los supuestos macroeconómicos utilizados fueron establecidos haciendo uso del procedimiento Proyecciones Financieras PLC-P-P-F-002, el cual está enmarcado bajo proceso denominado Planeación Corporativa PLC-PR-PC-001<sup>29</sup> y mediante la aprobación de la Vicepresidencia Financiera, el Comité de Presidencia y la Junta Directiva. Las principales fuentes de los supuestos macroeconómicos establecidos por EEB son tomados de información enviada por el Ministerio de Hacienda, la ANIF<sup>30</sup> y de Fedesarrollo<sup>31</sup>.

A continuación los supuestos macroeconómicos utilizados por EEB en la proyección.

---

<sup>26</sup> El Grupo energía de Bogotá es un holding del sector energético (energía eléctrica y gas natural).

<sup>27</sup> Grupo de Empresas Controladas: TRECESA (Transmisión de Electricidad en Guatemala), EEC (Distribución y comercialización de Electricidad) a través de DECSA, TGI (Transporte de Gas Natural), CONTUGAS (Distribución de Gas Natural en el Perú) y Calidad (Distribución de Gas Natural en el Perú).

<sup>28</sup> Grupo de Empresas No Controladas: REP Perú - CTM Perú - ISA (Transmisión de electricidad), EMGESA – ISAGEN (Generación de electricidad), Codensa – EMSA (Distribución y comercialización de Electricidad), Gas Natural (Distribución de Gas Natural) y Promigas (Transporte de Gas Natural).

<sup>29</sup> Establece el procedimiento a seguir para definir los supuestos macroeconómicos que serán utilizados en las proyecciones, el cual hace parte del Sistema de Calidad.

<sup>30</sup> Asociación Nacional de Instituciones Financieras

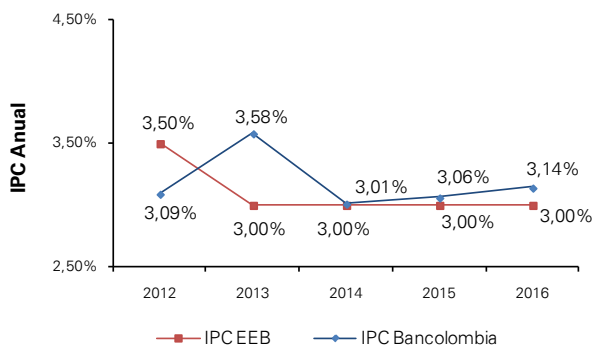
<sup>31</sup> La Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo.

### Indicadores Macro económicos proyectados EEB

	2012	2013	2014	2015	2016
IPC Col	3,50%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
IPP Col	3,11%	2,66%	2,66%	2,66%	2,66%
PPI USA	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%
CPI USA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
TRM Inicio \$	1.943	1.782	1.750	1.811	1.820
TRM Final \$	1.782	1.750	1.811	1.820	1.847
TRM Promedio \$	1.861	1.766	1.780	1.815	1.833
Paridad Económica	1,47%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%
Tasa Impositiva	33%	33%	33%	33%	33%
DTF E.A.	5,95%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%
EURO	2.391	2.348	2.430	2.442	2.478
Franco Suizo	1.640	1.611	1.667	1.675	1.700
LIBOR	1,50%	2,50%	3,50%	4,00%	4,00%

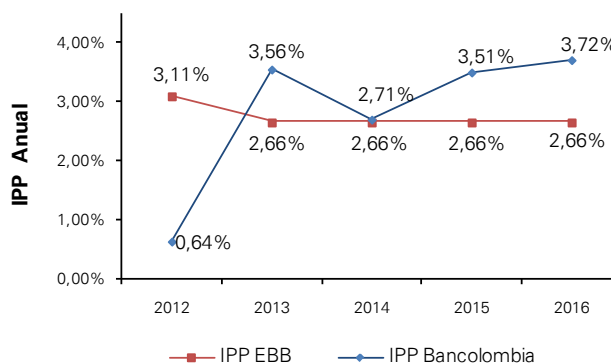
Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB.

Para verificar la razonabilidad de los indicadores proyectados de EEB, KPMG utiliza como referente comparativo el Informe de Proyecciones Macroeconómicas de Bancolombia y sus principales indicadores económicos IPC, IPP, TRM y la DTF. Para el PPI de Estados Unidos se tomará como referente el detallado por la FRBP<sup>32</sup>



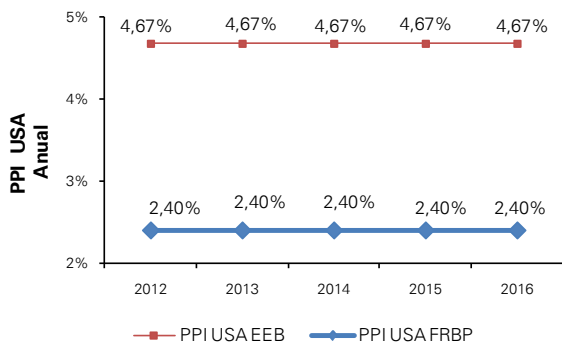
Los índices de inflación proyectada por EEB se encuentran en un 0,08% promedio al año por debajo de los índices de Bancolombia; el IPC impacta de forma directa los costos operacionales del negocio de transmisión y los gastos no operacionales.

Los índices de Precios del Productor utilizados por EEB tienen un comportamiento por debajo en un 0,08% promedio anual al IPP proyectado por Bancolombia; el IPP se utiliza para la actualización de los ingresos anuales del STN<sup>33</sup> generados por los activos de transmisión antes del año 1999 (antiguos).



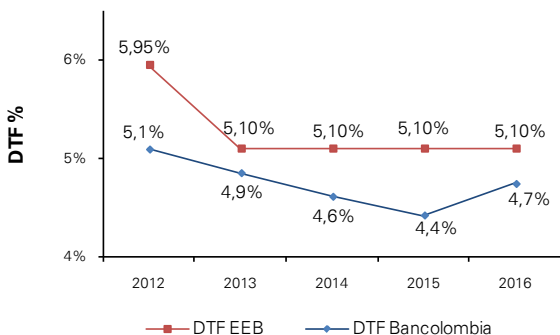
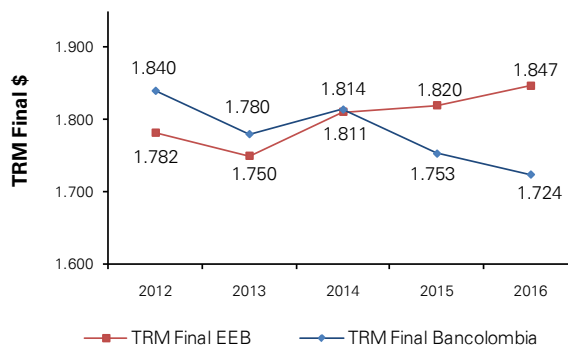
<sup>32</sup> Federal Reserve Bank of Philadelphia - <http://www.phil.frb.org/research-and-data/real-time-center/survey-of-professional-forecasters/2012/survq412.cfm>.

<sup>33</sup> STN: Sistema de Transmisión Nacional.



El PPI (Producer Price Index) de Estados Unidos se utiliza para actualizar el ingreso anual del STN generados por los nuevos activos aprobados por la UPME<sup>34</sup> después del año 1999 a través de convocatorias. El PPI proyectado utilizado por EEB tiene un comportamiento por encima en un 2,27% promedio anual al PPI proyectado por el FRBP<sup>35</sup>.

Para EEB la devaluación del peso frente al dólar es mayor a partir del año 2014, respecto a la TRM final anual proyectada por Bancolombia. La TRM final se utiliza principalmente en la actualización del ingreso anual del STN generados por los nuevos activos aprobados por la UPME a través de convocatorias. Por otro lado cabe destacar que la devaluación tiene un efecto importante en las proyecciones debido al endeudamiento en dólares que posee EEB a largo plazo.



EEB proyecta una DTF efectiva anual por encima en un 0,53% promedio anual respecto a la DTF de Bancolombia. Ésta variable afecta directamente sobre las Gastos financieros proyectados en pesos (DTF + Spread).

Analizados los índices macroeconómicos utilizados por EEB, se observa que son razonables, adecuados y están acordes con la situación macroeconómica del país.

Se observa que el PPI USA proyectado de EEB difiere en un 2,27% respecto al referente FRBP, generándose posibles aumentos sobre los ingresos operacionales ii). Cabe aclarar que el PPI de USA final anual del 2011, cerró en un 4,7% y su expectativa de proyección era sostenida; sin embargo, en el transcurso del año 2012 se registró un comportamiento extremo a la baja del PPI de USA, debido al "desplome" de los costos de los productos energéticos<sup>36</sup>, especialmente como lo registró el Departamento de Trabajo de Estados Unidos en el mes de Noviembre de 2012: *El segmento de energía en el IPP bajó en el mes de Octubre un 4,6%, la mayor disminución desde marzo de 2009. Los precios de la gasolina han bajado por dos meses consecutivos, tanto para los*

<sup>34</sup> Unidad de Planeación Minero Energética.

<sup>35</sup> FRBP: Federal Reserve Bank of Philadelphia - <http://www.phil.frb.org/research-and-data/real-time-center/survey-of-professional-forecasters/2012/survaq412.cfm>.

<sup>36</sup> Las categorías de alimentos y energía participan sustancialmente en el PPI total.



mayoristas como para los consumidores. Si se eliminan las categorías de alimentos y energía, que son las más cambiantes de mes a mes, la inflación subyacente en el IPP fue del 0,1%<sup>37</sup>.

Entendemos que durante la construcción del modelo de proyección es difícil contemplar estos cambios económicos tan abruptos para la proyección.

## 2. Análisis sobre los estados financieros proyectados

### 2.1. Estados de Resultados Proyectado correspondiente al período 2012 – 2016

<b>ESTADO DE RESULTADOS (Millones de Pesos \$)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Ingreso Operacional	103.014	105.891	116.303	132.538	135.605
(-)Costo de Producción	28.565	29.128	32.200	36.902	37.527
<b>EBITDA (Transmisión)</b>	<b>74.449</b>	<b>76.763</b>	<b>84.102</b>	<b>95.636</b>	<b>98.078</b>
(-)Depreciaciones	15.302	19.699	22.440	23.002	22.921
(-)Amortizaciones	16.340	16.340	16.340	16.340	16.340
<b>Utilidad Operacional(Transmisión)</b>	<b>42.808</b>	<b>40.725</b>	<b>45.323</b>	<b>56.294</b>	<b>58.817</b>
<b>(+) Ingresos No Operacionales</b>	<b>1.728.298</b>	<b>2.011.318</b>	<b>2.237.758</b>	<b>2.532.317</b>	<b>2.749.312</b>
<b>(-) Egresos No Operacionales</b>	<b>1.166.685</b>	<b>1.274.200</b>	<b>1.442.321</b>	<b>1.495.937</b>	<b>1.621.629</b>
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>604.421</b>	<b>777.842</b>	<b>840.760</b>	<b>1.092.674</b>	<b>1.186.500</b>
Impuesto de Renta	3.066	0	0	17.476	29.024
<b>Utilidad Neta</b>	<b>601.355</b>	<b>777.842</b>	<b>840.760</b>	<b>1.075.198</b>	<b>1.157.476</b>
Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyeccion Individual					
Margen de EBITDA (Transmisión)	72,27%	72,49%	72,31%	72,16%	72,33%
Margen Operacional (Transmisión)	41,56%	38,46%	38,97%	42,47%	43,37%
Margen No Operacional	32,50%	36,65%	35,55%	40,93%	41,02%
Margen Neto del Total de Ingresos Op y No Op	32,84%	36,74%	35,72%	40,35%	40,12%

Analizando los resultados proyectados por EEB sobre la operación de transmisión de energía; mediante el EBITDA, son positivos con incrementos promedio al año del 7,22%.

El Margen de EBITDA de los Ingresos Operacionales de transmisión, se mantiene estable en un 72,3% promedio anual.

El Margen No Operacional resultante de las Inversiones Permanentes es del 37,3% promedio anual y proyecta crecer en un 6,28% promedio anual.

<sup>37</sup> [http://www.df.cl/los-precios-de-productor-en-eeuu-bajaron-un-0-8-en-noviembre/prontus\\_df/2012-12-13/121230.html](http://www.df.cl/los-precios-de-productor-en-eeuu-bajaron-un-0-8-en-noviembre/prontus_df/2012-12-13/121230.html)

## 2.2. Supuestos de operación para la proyección del Ingreso y el Costo del negocio de transmisión:

EEB proyectó los ingresos esperados del negocio de transmisión mediante la resolución CREG 011 de 2009 que define la metodología de ingresos y calidad aplicable al negocio de transmisión para el nuevo período tarifario (mínimo de 5 años).

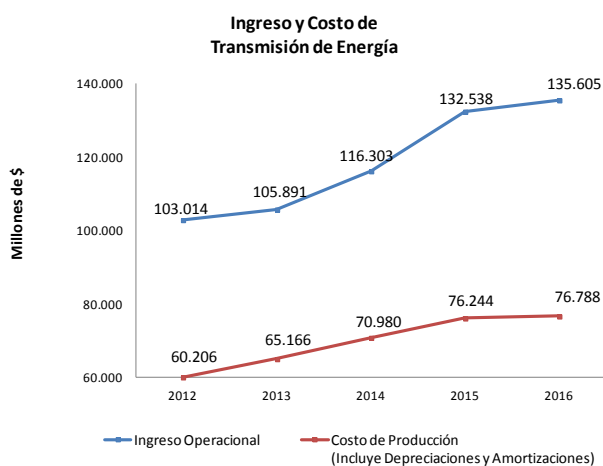
Los ingresos anuales proyectados del negocio de transmisión se dividen en tres:

- i) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se esperan recibir por la LAC, generados por la remuneración de los activos antes del año 1999 (antiguos).
- ii) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se esperan recibir por el LAC, generados por la remuneración de los nuevos activos aprobados por la UPME a través de convocatorias después del año 1999.
- iii) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se esperan obtener por los nuevos proyectos ganados ante la UPME en los años proyectados. Los anteriores se proyectaron como un rubro aparte de los ingresos ii) para hacerles el seguimiento financiero a cada nuevo proyecto a partir del año en que inicia a generar ingresos durante el periodo de proyección.

Por otro lado EEB proyectó los costos de producción del negocio de transmisión incorporando todos los costos y gastos AOM y demás generales, resultado de los ingresos por servicios de energía del STN i), ii) y iii) y adicionalmente teniendo en cuenta la resolución CREG 024 del 2012 que modificó resolución CREG 011 de 2009, acerca del *numeral 2.3 para el cálculo Porcentaje de AOM a reconocer (PAOMRj,a)*.

A continuación se analizarán cada una de las subcuentas del estado de resultados.

## 2.3. Ingresos y Costos por Transmisión de Energía Eléctrica



Los Ingresos anuales proyectados por Transmisión corresponden al 5% en promedio anual del Total de Ingresos<sup>38</sup> generados por la Empresa.

En cinco años EEB proyecta aumentar sus ingresos de Transmisión de \$ 103.014 Millones en el año 2012 a \$ 135.605 con crecimientos promedio anual del 7,2%.

Los crecimientos proyectados en los ingresos operacionales dependen en parte a los nuevos proyectos de Transmisión y la actualización anual de los ingresos por servicios de energía del STN a las tasas anuales proyectadas IPP de Colombia, PPI<sup>39</sup> de Estados Unidos y la TRM.

<sup>38</sup> Total Ingresos = Ingresos Operacionales (Transmisión) + Ingresos No Operacionales.

<sup>39</sup> PPI: Product Price Index.

El Costo de Producción; que Incluye las depreciaciones y amortizaciones, corresponde al 59% en promedio anual del total de Ingresos Operacionales. En general los crecimientos del Costo de Producción son del 6,3% en promedio anual.

### Composición del Ingreso Operacional

Ingreso Operacional (Millones de Pesos \$)	2012	2013	2014	2015	2016	% Partic. Promedio Anual
<b>i) Servicios de Energía STN</b>	<b>82.773</b>	<b>84.977</b>	<b>87.239</b>	<b>89.561</b>	<b>91.945</b>	<b>74%</b>
<b>ii) Servicios de Energía STN (UPME)</b>	<b>19.279</b>	<b>19.718</b>	<b>20.168</b>	<b>20.629</b>	<b>21.100</b>	<b>17%</b>
<b>iii) Ingresos por Nuevos Proyectos *</b>	<b>0</b>	<b>234</b>	<b>7.934</b>	<b>21.386</b>	<b>21.598</b>	<b>8%</b>
1. S/E Armenia	0	0,21	1,28	1,28	1,28	-
2. Alferez	0	234	1.414	1.442	1.456	-
3. Tesalia	0	0	6.519	19.943	20.141	-
<b>Ingresos Gravados convenios y acuerdos de Construcción</b>	<b>962</b>	<b>962</b>	<b>962</b>	<b>962</b>	<b>962</b>	<b>1%</b>
<b>Total</b>	<b>103.014</b>	<b>105.891</b>	<b>116.303</b>	<b>132.538</b>	<b>135.605</b>	<b>100%</b>

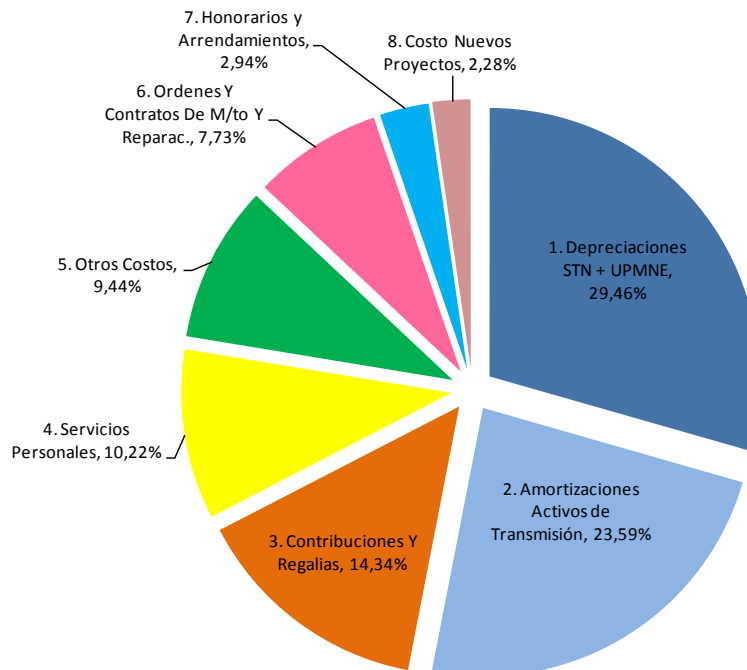
Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyeccion Individual

\* En la proyección 2012 – 2016 EEB contempla ingresos para tres nuevos proyectos. Los primeros dos iniciarían a rentar en el año 2013, el tercero a partir del año 2014.

El 74% en promedio anual de los ingresos de transmisión proyectados, corresponde a servicios de energía STN provenientes de la remuneración de los activos antes del año 1999. El 17% corresponde a servicios de energía STN provenientes de la remuneración de los activos después del año 1999. El 8% corresponden a Ingresos que se esperan recibir de proyectos de transmisión, ganados por convocatorias de la UPME. El 1% corresponden a Ingresos Gravados por convenios y acuerdos de Construcción.

### Costos de Producción

**Composición del Costo de Producción**  
**% Participación Promedio Anual**



Se observa que los tres mayores costos del negocio de transmisión corresponden a: la 1. *Depreciación de los Activos del STN*; los cuales generaran ingresos i), ii) y iii), la 2. *Amortizaciones* correspondientes a gastos pagados por anticipado asociados con activos del negocio de transmisión (Cargos diferidos, Intangibles y Software) y la 3. *Contribuciones y Regalías*; los cuales incluyen lo recaudado por FAER y PRONE<sup>40</sup>. Los anteriores costos crecen al 11,2%, 0% y 0,22% en promedio anual durante la proyección respectivamente.

En segundo lugar están los siguientes tres costos: la nómina (*4.Servicios Personales*); correspondiente a la Vicepresidencia de Transmisión, los *5.Otros Costos*<sup>41</sup> y los costos por *6.Ordenes y Contratos por Mantenimientos y Reparaciones al STN*. Los anteriores costos crecen al 7,22% en promedio anual durante la proyección.

En tercer lugar están los costos por *7.Honorarios y Arrendamientos* y los *8.Costos relacionados con los nuevos proyectos*. Éste ultimo costo se genera a partir del año 2013 con el inicio de los proyectos 1. Armenia y 2. Alférez y en el año 2014 con el proyecto el 3. Tesalia.

## Ingresos No Operacionales

<b>Ingresos No Operacionales (Millones de Pesos \$)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Método de Participación	1.081.411	1.220.738	1.394.089	1.603.435	1.780.147
Dividendos Y Participaciones	498.989	665.515	738.251	798.567	803.569
Otros Ingresos	42.191	42.710	43.219	43.743	44.283
Rendimientos Financieros	8.482	3.351	11.330	16.278	23.085
Diferencia en cambio (Prestamos en Moneda Ext)	114.518	22.730	-42.541	-6.172	-18.157
Diferencia en cambio (Prestamos a vinculadas)	-59.459	-11.838	22.567	3.334	9.990
Intereses prestamos a vinculadas en moneda extranjera	42.166	40.020	40.345	41.144	41.551
<b>Ingresos No Operacionales</b>	<b>1.728.298</b>	<b>1.983.226</b>	<b>2.207.259</b>	<b>2.500.328</b>	<b>2.684.466</b>

Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyeccion Individual

Los Ingresos No Operacionales corresponden al 95% del Total de Ingresos generados por la Empresa, y están constituidos principalmente por los rubros "Método de Participación" y "Dividendos y Participaciones", con crecimientos en promedio anual del 13,2% en ambos respectivamente, siendo sus principales componentes los futuros ingresos esperados de las inversiones en las empresas; tanto Controladas como No Controladas. Los anteriores se proyectan de acuerdo con las proyecciones de las empresas donde El Grupo EEB tiene inversiones de capital.

## Egresos No Operacionales

<b>Egresos No Operacionales (Millones de Pesos \$)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Gastos de Administración No Operacionales	102.882	102.504	107.271	91.435	95.840
Gastos Financieros	97.984	92.632	94.986	80.370	80.177
Metodo De Participacion Patrim (Gasto)	965.819	1.079.064	1.240.064	1.324.131	1.445.612
<b>Total Egresos No Operacionales</b>	<b>1.166.685</b>	<b>1.274.200</b>	<b>1.442.321</b>	<b>1.495.937</b>	<b>1.621.629</b>

Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyeccion Individual

Los Gastos de Administración No Operacional corresponden principalmente a todos los gastos administrativos que el Corporativo incurre en apoyo a sus diferentes unidades de negocio. Los anteriores gastos decrecen al 1,4% en promedio anual durante la proyección. Por otro lado los

<sup>40</sup> FAER: Fondo de Apoyo financiero para la Energización de zonas Rurales interconectadas.

PRONE: Programa de normalización de redes eléctricas.

<sup>41</sup> Los Otros Costos está compuesto por los siguientes rubros: Impuestos (ICA 1% sobre Yngre Oper + FAER), Costo De Bienes Y Servicios Públicos Vta, Contratos Proyecto Participación Comunitaria, Vigilancia, Seguridad y Servicios Públicos, Seguros, Costos Generales+ AOM Proyectos de Transmisión y Otros Costos De Operación Y Mantenimiento.

gastos financieros hacen parte del pago de intereses por financiación de las inversiones realizadas, los cuales decrecen al 4,6% en promedio anual.

## 2.4. Balance General Proyectado correspondiente al período 2012 -2016

<b>BALANCE GENERAL (millones de Pesos)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Efectivo	218.820	422.884	424.222	598.490	739.853
Deudores	184.717	73.067	165.844	247.047	346.246
Inventarios	11.253	11.253	11.253	11.253	11.253
Gastos Pagados por Anticipado	562	562	562	562	562
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>415.351</b>	<b>507.765</b>	<b>601.881</b>	<b>857.352</b>	<b>1.097.914</b>
<b>Total Activo No Corriente *</b>	<b>5.929.105</b>	<b>6.021.303</b>	<b>5.994.118</b>	<b>5.901.442</b>	<b>5.784.802</b>
<b>Valorizaciones</b>	<b>4.137.042</b>	<b>4.251.193</b>	<b>4.319.650</b>	<b>4.526.242</b>	<b>4.767.681</b>
<b>Total Activos</b>	<b>10.481.498</b>	<b>10.780.261</b>	<b>10.915.648</b>	<b>11.285.035</b>	<b>11.650.397</b>
Pasivos Corrientes	87.239	283.055	183.818	201.406	113.292
Pasivos No Corrientes	1.798.954	1.554.762	1.573.903	1.557.212	1.651.945
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.886.193</b>	<b>1.837.817</b>	<b>1.757.721</b>	<b>1.758.619</b>	<b>1.765.237</b>
<b>Patrimonio</b>					
<b>Total Patrimonio</b>	<b>8.595.305</b>	<b>8.942.444</b>	<b>9.157.927</b>	<b>9.526.416</b>	<b>9.885.160</b>
<b>Total Pasivo + Patrimonio</b>	<b>10.481.498</b>	<b>10.780.261</b>	<b>10.915.648</b>	<b>11.285.035</b>	<b>11.650.397</b>

Fuente: Gerencia de Planeación EEB.

<b>Principales Indicadores</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Relación Pasivos Activos	18,00%	17,05%	16,10%	15,58%	15,15%
Relación Pasivos Patrimonio	21,94%	20,55%	19,19%	18,46%	17,86%
Rentabilidad del Activo (U.neta/Activo)	5,74%	7,22%	7,70%	9,53%	9,94%
Rentabilidad del Patrimonio (U.neta/Patrimonio)	7,00%	8,70%	9,18%	11,29%	11,71%

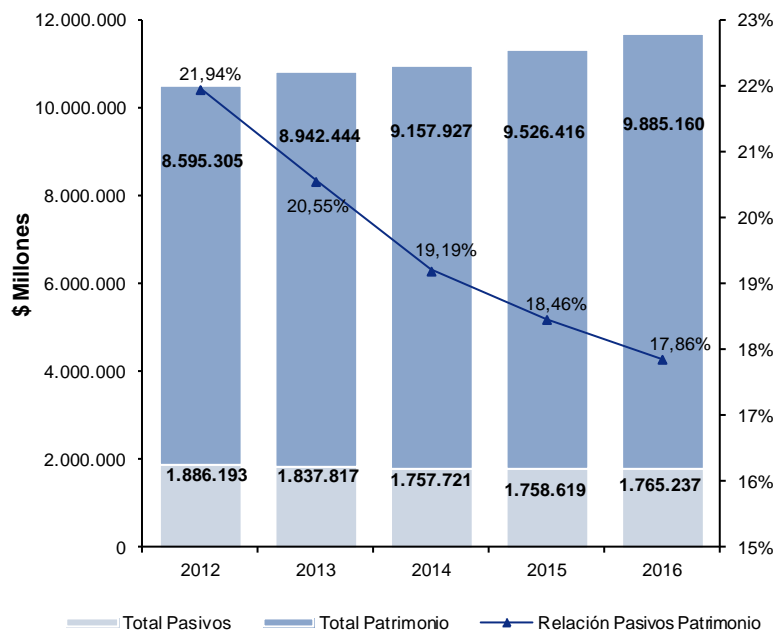
Fuente: Indicadores Calculados por KPMG.

\*Los Activos No Corrientes están compuestos por: Inversiones Permanentes en un 75%, cuentas por cobrar a largo plazo en un 12%, Propiedad, Planta y Equipo 7% y depósitos en administración y otros activos en un 6% respectivamente.

El Activo Corriente crece representativamente en el año 2013 debido a crecimientos en el resultado de los Dividendos y Participaciones esperados de las empresas participadas.

Se observa un aumento representativo en el Pasivo Corriente a partir del año 2013, debido a que se proyectan realizar amortizaciones a la deuda en los años siguientes.

El Patrimonio crece a un 3% promedio anual a razón de las utilidades anuales generadas durante la proyección.



La relación pasivo patrimonio nos muestra que EEB tiene una estructura de capital en mayor proporción con los accionistas. Las Obligaciones Financieras mediante pasivos a largo plazo se mantienen durante la proyección.

### Inversiones Nuevas Proyectos de Transmisión (CAPEX).

	2012 py	py 2013	py 2014	py 2015	py 2016
<b>Inversiones (millones de Pesos)</b>					
Armenia	6	13	0	0	0
Alferez	6.693	13.757	181	0	0
Tesalia	50.083	92.654	68.354	10.193	0
<b>Inversiones Neto</b>	<b>56.783</b>	<b>106.424</b>	<b>68.536</b>	<b>10.193</b>	<b>0</b>

Fuente: Gerencia de Planeación EEB.

Durante los cinco años proyectados 2012-2016, EEB proyecta realizar inversiones por \$233.031 millones; incluyendo el año 2012, a precios constantes<sup>42</sup> del año 2012 en CAPEX para la operación de los nuevos proyectos de Transmisión.

<sup>42</sup>Se tomó el IPC de Colombia proyectado del 2012 al 2016, Investigaciones Económicas Grupo Bancolombia, <http://investigaciones.bancolombia.com>. La inversión en pesos a precios constantes fue calculada por KPMG.

## 2.5. Flujo de Caja Proyectado correspondiente al período 2012 - 2016

<b>FLUJO DE CAJA DE TESORERIA (millones de Pesos)</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Saldo Inicial del Período</b>	<b>380.638</b>	<b>218.820</b>	<b>422.884</b>	<b>424.222</b>	<b>598.490</b>
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Operacionales	83.088	85.408	93.806	106.901	109.375
Cuentas por Cobrar - Prestación de servicios	18.517	19.512	20.057	22.029	25.104
Vinculados económicos - Contratos	2.564	415	426	468	533
Obligaciones Financieras COP\$ (desembolso)	0	0	100.000	100.000	100.000
Intereses Préstamos compañías vinculadas en moneda extranjera	42.166	40.020	40.345	41.144	41.551
Otros Ingresos	42.191	42.710	43.219	43.743	44.283
Dividendos y participaciones	557.776	833.337	763.555	825.205	862.903
Dividendos Participadas	0	27.523	85.569	72.712	93.095
Ingresos No Operacionales	8.482	3.351	11.330	16.278	23.085
<b>(+) Total Ingresos</b>	<b>754.783</b>	<b>1.052.276</b>	<b>1.158.307</b>	<b>1.228.479</b>	<b>1.299.928</b>
<b>Egresos</b>					
Inversiones	56.783	106.424	68.536	10.193	0
Costos Operacionales	28.565	29.128	32.200	36.902	37.527
Gastos De Administración No Operacionales	102.882	102.504	107.271	91.435	95.840
Aporte Fondo Administración de Pensiones	6.183	5.901	6.061	5.852	5.726
Capitalización Proyectos	170.860	55.274	0	0	0
Otros Gtos Financieros	13.029	13.402	12.692	0	0
Impuestos por Pagar	20.778	3.066	0	0	17.476
<b>(-) Total Egresos</b>	<b>399.079</b>	<b>315.698</b>	<b>226.760</b>	<b>144.382</b>	<b>156.569</b>
<b>Servicio de la Deuda</b>					
Amortizaciones Obligaciones Financieras pesos	110.000	0	200.000	100.000	100.000
Intereses Obligaciones Financieras pesos	12.729	7.044	7.044	5.283	5.283
Amortizaciones Obligaciones Financieras moneda ext	2.568	22.579	22.637	22.750	23.088
Intereses Obligaciones Financieras moneda ext	72.226	72.186	75.250	75.087	74.893
<b>(-) Total Servicio de la Deuda</b>	<b>197.522</b>	<b>101.810</b>	<b>304.932</b>	<b>203.120</b>	<b>203.264</b>
<b>Flujo de Caja Disponible para Dividendos</b>	<b>538.820</b>	<b>853.587</b>	<b>1.049.499</b>	<b>1.305.200</b>	<b>1.538.586</b>
(-) Dividendos	320.000	430.704	625.276	706.709	798.733
<b>Flujo de Caja Final</b>	<b>218.820</b>	<b>422.884</b>	<b>424.222</b>	<b>598.490</b>	<b>739.853</b>

Fuente: Gerencia de Planeación EEB.

EEB solicitará créditos con los Bancos por \$ 100.000 millones de pesos por año en el 2014, 2015 y 2016 para seguir manteniendo el *roll over* de la deuda a largo plazo para el financiamiento de los proyectos relacionados con las inversiones proyectadas.

Se observa que se proyectan repartir dividendos disponibles todos los años proyectados; en un 55% en promedio anual del flujo de caja disponible.

Se observa que a pesar de la caja requerida principalmente para la operación del negocio de transmisión, la ejecución de proyectos de inversión, servicio a la deuda y pago de dividendos, éstos son cubiertos con facilidad tanto por los flujos generados anualmente como por el saldo en caja.

## Conclusiones

- Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de EEB.
- El PPI de USA; proyectado y utilizado por EEB, tiene un comportamiento por encima en un 2,27% promedio anual al PPI proyectado por el FRBP<sup>43</sup>. Debido a lo anterior EEB proyectó mayores ingresos anuales esperados del STN generados por los nuevos activos aprobados por la UPME, después del año 1999 a través de convocatorias.
- En cinco años EEB proyecta aumentar sus ingresos de Transmisión de \$ 103.014 Millones en el año 2012 a \$ 135.605 con crecimientos promedio anual del 7,2%.
- Los crecimientos proyectados en los ingresos Operacionales dependen en parte a los nuevos proyectos de Transmisión y la actualización de los ingresos por servicios de energía del STN a la tasa anual proyectada del PPI de Estados Unidos. El costo de producción que incluye las depreciaciones y amortizaciones, corresponde al 59% en promedio anual del total de Ingresos Operacionales.
- Los Ingresos No Operacionales corresponden al 95% del Total de Ingresos generados por la Empresa, y están constituidos principalmente por los rubros "Método de Participación" y "Dividendos y Participaciones", con crecimientos en promedio anual del 13,2% en ambos respectivamente, siendo sus principales componentes los futuros ingresos esperados de las inversiones en las empresas; tanto Controladas como No Controladas..
- Los tres mayores costos de la operación de transmisión corresponden a la *Depreciación de Activos del STN*, las *Amortizaciones Activos de transmisión* y las *Contribuciones y Regalías*. Los anteriores costos crecen al 11,2%, 0% y 0,22% promedio anual durante la toda la proyección.
- Se observa que a pesar de la caja requerida principalmente para la operación el negocio de transmisión, la ejecución de proyectos de inversión, servicio a la deuda y pago de dividendos, éstos son cubiertos con facilidad tanto por los flujos generados anualmente como por el saldo en caja.

---

<sup>43</sup> FRBP: Federal Reserve Bank of Philadelphia - <http://www.phil.frb.org/research-and-data/real-time-center/survey-of-professional-forecasters/2012/survq412.cfm>.





## VIII. Anexos

Anexo Número 1: Notas de los estados financieros del último período

Anexo Número 2: Plantilla Indicadores y Referentes

Anexo Número 3: Matriz de Riesgos

Anexo Número 4: Plantilla Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos

Anexo Número 5: Encuesta del Sistema de Control Interno Requerido por al SSPD.

## OFICINAS:

### **Barranquilla**

Calle 53 No. 82 – 86, Oficina 803  
Tel: + 57 (1) 3784232

### **Bogotá D.C.**

Calle 90 No. 19C – 74  
Tel: + 57 (1) 6188000 – 6188100  
Fax: + 57 (1) 2185490 – 6103245 – 6233316  
A.A. 9122  
colombia@kpmg.com

### **Medellín**

Carrera 43 A No. 16 A Sur – 38, Piso 3  
Tel: + 57 (4) 3556060  
Fax: + 57 (4) 3132554  
A.A. 1212

### **Cali**

Calle 4 Norte No. 1N – 10, Piso 2,  
Torre Mercurio  
Tel: + 57 (2) 6681480 / 6681481  
Fax: + 57 (2) 6684447  
A.A. 2098

©2013 KPMG Ltda., KPMG Impuestos y Servicios Legales Ltda., KPMG Advisory Services Ltda., sociedades colombianas de responsabilidad limitada y firmas miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative (“KPMG International”), una entidad suiza. Derechos reservados.

Tanto KPMG como el logotipo de KPMG y “cutting through complexity” son marcas comerciales registradas de KPMG International Cooperative (“KPMG International”), una entidad suiza.