



Gestión y Auditoría Especializada Ltda.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P

Informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados 2010



ENERGIA
de Bogotá

Gestión y Auditoría Especializada Ltda.

CR 18 82-61 Bogotá, Colombia • PBX: +57 1 6230986 • www.gae.com.co • gae@gae.com.co



Gestión y Auditoría Especializada Ltda.

Marzo 15 de 2011

Señores

**Junta Directiva Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., y
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios**

Bogotá D.C.

La Auditoría Externa de Gestión y Resultados de la **EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S. A. ESP.**, la desarrollamos aplicando la metodología descrita en la Resolución 20061300012295 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) de abril 18 de 2006, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: Arquitectura organizacional, viabilidad financiera, aspectos financieros, técnicos, comerciales y externos. Así mismo, los indicadores de gestión y de nivel de riesgo y la evaluación del sistema de control interno.

A continuación presentamos nuestras conclusiones:

- Las actividades realizadas por la Empresa durante el año 2010 son acordes al objeto social establecido en los estatutos y conforme con lo dispuesto en la reglamentación vigente;
- El Sistema de Control Interno de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. presenta un alto grado de desarrollo.

En el año 2010 ha sido aplicado como una herramienta importante para el logro de los objetivos, la utilización eficiente de los recursos y buscando obtener la productividad necesaria en la empresa.

Los colaboradores de la Empresa encuentran orientadas sus funciones y metas a los objetivos de la organización y la dirección se encuentra comprometida con el mejoramiento continuo de la entidad.

El sistema de Control interno, proporciona una seguridad razonable para lograr:



Gestión y Auditoría Especializada Ltda.

- Efectividad y eficiencia en las operaciones.
 - Confiabilidad en la información financiera.
 - Cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables
- La Empresa desarrolla y gestiona adecuadamente la identificación, valoración, manejo y monitoreo de los riesgos. Implementa así mismo las acciones apropiadas de mitigación para cada riesgo identificado.
- El indicador promedio de Disponibilidad de Activos para la Actividad de Transmisión de energía cumplió durante el año 2010 con la meta definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, (99.73%). demostrando una buena gestión de la EEB en los aspectos referentes a las interrupciones del servicio e intrínsecamente con la calidad del servicio ofrecido por la empresa.
- De acuerdo con el nivel de riesgo definido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en el numeral 5.1.2 de la Resolución 200661300012295 del 18 de Abril de 2006, los niveles de riesgo de las empresas pueden tomar valores A,B, C, y D, donde una clasificación A indica un bajo nivel de riesgo y D un nivel de riesgo alto.

Consideramos que para el año 2010 la empresa presenta nivel de riesgo financiero bajo, calificado como A.

De acuerdo con los análisis efectuados a los aspectos financieros se evidenció que los supuestos utilizados por la Empresa para la elaboración de las proyecciones financieras son razonables e incorporan aspectos comerciales y financieros que de cumplirse, permiten la viabilidad financiera del negocio.

Nancy Rodríguez Vargas

Socio

Gestión y Auditoría Especializada Ltda. - GAE

Contenido

		Pag
	1 Arquitectura Organizacional	2
	2 Viabilidad Financiera	19
	3 Puntos Específicos	35
	3.1 Gestión Financiera	36
	3.2 Gestión Técnica	61
	3.3 Gestión Comercial	77
	3.4 Aspectos Externos	85
	4. Indicadores y referentes de la evaluación de la Gestión	92
	5. Indicadores por nivel de riesgo y concepto	99
	6. Control Interno	111
	7. Matriz de Riesgos	144



1 Arquitectura Organizacional Año 2010



1. Arquitectura Organizacional

1.1 Naturaleza y Constitución

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

De acuerdo con los estatutos de la compañía y la cámara de comercio vigente de la **Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB**, su objeto social es la generación, transmisión, distribución y comercialización de Energía Eléctrica, incluido dentro de ella el Gas y líquidos combustibles en todas sus formas así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. De igual manera podrá desarrollar y participar, directa o indirectamente, en proyectos de ingeniería e infraestructura, y realizar inversiones en este campo, incluyendo la prestación de servicios y actividades relacionadas. En cumplimiento de su objeto social puede ejecutar todas las actividades conexas.

Conforme a la revisión de las actas de Junta Directiva y de Asamblea de Accionistas se pudo observar que la empresa desarrolla actividades acordes con el objeto social de la misma.

En la sesión extraordinaria de La Asamblea General de Accionistas celebrada el día 11 de Febrero de 2010, según consta en el acta No. 054, se aprobó reforma de los estatutos sociales de EEB en los siguientes aspectos:

- Incluir en el objeto social el desarrollo de actividades de ingeniería e infraestructura;
- Adaptar los estatutos en el manejo de acciones, derechos de los accionistas y transferencia de acciones, a la circulación desmaterializada;
- Permitir la tenencia del libro de accionistas por parte de un depósito central de valores.

Se aumentó el período del Representante Legal de 3 a 4 años, de conformidad con la reforma estatutaria aprobada el 30 de julio de 2010 en Asamblea Extraordinaria de Accionistas.

1.1.1 Capital Social

El siguiente es un detalle del capital autorizado, suscrito y pagado a 31 de diciembre de 2010:

Capital suscrito y pagado	
Capital autorizado	2.370.000.000.000
Capital suscrito	664.992.650.200
Capital pagado	664.992.650.200
Número de acciones	85.871.565.

El siguiente es un detalle de la composición accionaria de la compañía:



1.1.2 Representante Legal

CARGO	NOMBRE
Presidente	Mónica de Greiff Lindo
Primer Suplente	Henry Navarro Sánchez
Segundo Suplente	Jorge Armando Pinzón Barragán

Según acta de Junta Directiva 1444 del 19 de Enero de 2009, se nombró a Mónica de Greiff Lindo como Gerente General por un periodo de tres años.

Se aumentó el período del Representante Legal de 3 a 4 años, de conformidad con la reforma estatutaria aprobada el 30 de julio de 2010 en Asamblea Extraordinaria de Accionistas, tal como reza en el numeral 1.1.

1.1.3 Nombramiento del Revisor Fiscal

Para el año 2010, según acta de Asamblea de Accionistas número 055 del 26 de marzo de 2010, se designó la firma Deloitte & Touche Ltda., como Revisor Fiscal para los años 2010 y 2011.

1.1.4 Funciones y Atribuciones

Las funciones y atribuciones de los órganos de administración y dirección se encuentran debidamente definidas en los Estatutos sociales y la normatividad interna.

1.2 Estructura Orgánica.

La Empresa de Energía de Bogotá, S.A. E.S.P. se constituye como un Grupo Empresarial del sector energético colombiano. Dentro de su modelo de negocio mantienen las siguientes unidades estratégicas:

Corporativo - Portafolio Accionario:

El Grupo EEB tiene un portafolio de inversiones en empresas del sector energético, controladas y no controladas y a nivel nacional e internacional en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y gas natural.

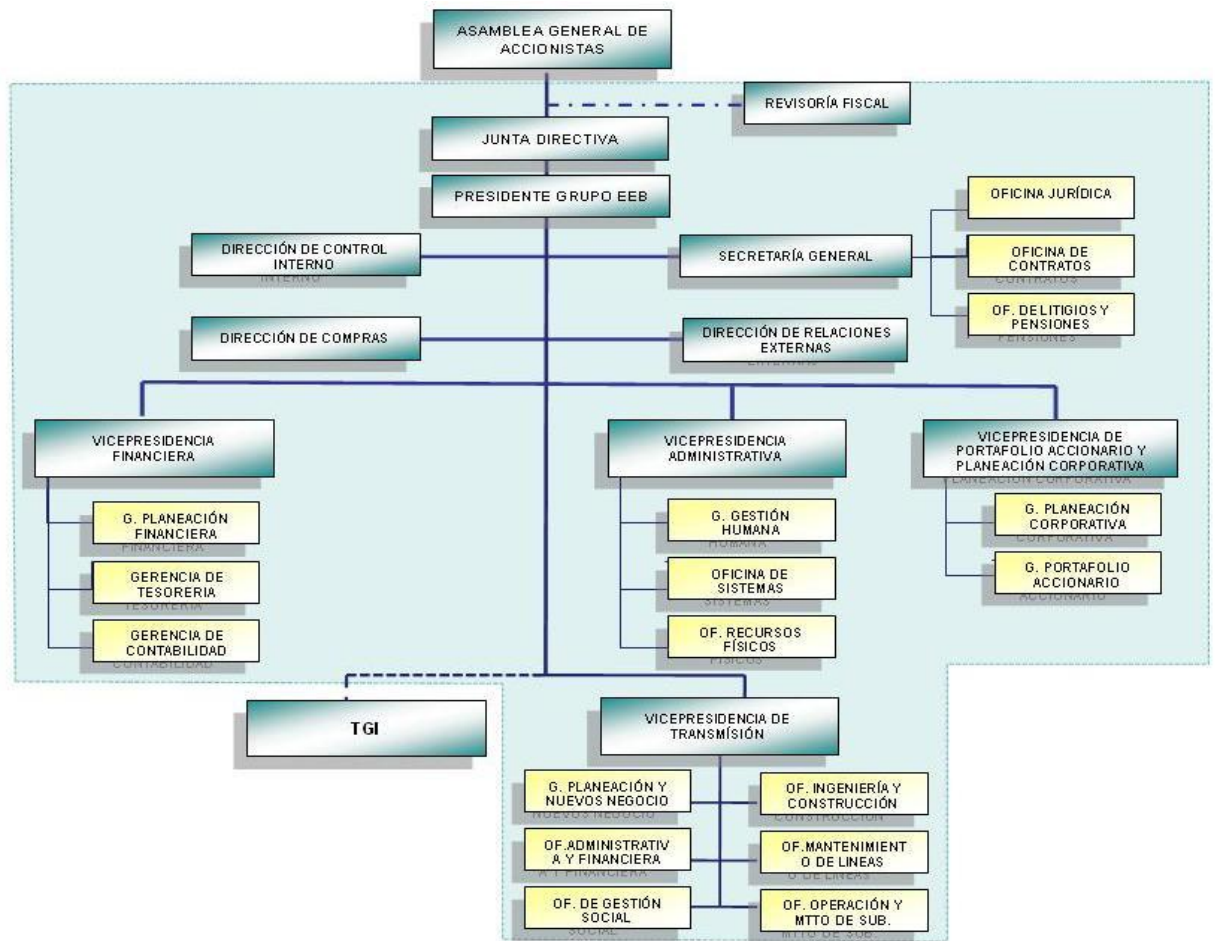
Unidades de negocio:

- Transmisión de Energía Eléctrica.

La Vicepresidencia de Transmisión es la encargada de la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través de la construcción, operación, mantenimiento y administración de las diferentes líneas y subestaciones del sistema de transmisión de energía de la EEB.

- TGI: Transportadora de Gas Internacional.
Empresa transportadora de gas natural. Transporta el 85% de la demanda de Bogotá y el 100% de la demanda de los municipios de la sabana de Bogotá.

De acuerdo con la revisión de las actas de Junta Directiva, la siguiente es la estructura vigente de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB para el año 2010, la cual no cambió en relación con la había a Diciembre 31 de 2009.



1.2.1 Junta Directiva

La Junta Directiva, actual esta conformada por siete miembros, así:

PRINCIPALES	SUPLENTES
Samuel Moreno Rojas	Juan Antonio Nieto Escalante
Yuri Chillan Reyes	Carlos José Herrera Jaramillo
María Camila Uribe Sánchez	Beatriz Helena Hincapie Molina
Pedro Arturo Rodríguez Tobo	María Fernanda Sanchez
Antonio José Urdinola Uribe	Diego Zuleta Lleras
Claudia Lucia Castellanos	Alexander Cadena Montezuma
Luis Carlos Sarmiento	Mauricio Cardenas Muller
Alberto Carrasquilla Barrera	Roberto Ospina Pulido
Ruth Mary Abril Arevalo	Guillermo Perez Suarez

Durante el periodo enero 1ª Diciembre 31 de 2010, la Junta Directiva se reunió en 14 Ocasiones, de las cuales 12 correspondieron a sesiones ordinarias y 2 a sesiones extraordinarias.

1.2.2 Organismos de Administración y Dirección

La compañía cuenta con los siguientes comités con el fin de apoyar las decisiones gerenciales, los cuales actúan en el marco del vigente estatuto de contratación y de las decisiones de Presidencia:

Comité de Presidencia

Cuyo fin es el de asesorar a la Presidencia en la adopción e implementación de políticas, directrices y decisiones relacionadas con la gestión administrativa, financiera y en general todo el desarrollo de la empresa.

Igualmente, se ocupa de los procedimientos contractuales cuya cuantía supera el equivalente a quinientos (500) salarios mínimos legales mensuales vigentes y en aquellos que sean de competencia del Presidente, sin importar la cuantía. El Comité tiene a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta y la revisión de la calificación y evaluación de las ofertas, así como la evaluación de las prórrogas y modificaciones de dichos contratos.

Este Comité está conformado por el Presidente quien preside el comité, el Secretario General, el Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, el Vicepresidente Financiero, el Vicepresidente Administrativo, el Vicepresidente de Transmisión, el Director de Relaciones Externas, el Director de Control Interno, el Director de Compras, el Asesor de Presidencia, el Presidente de TGI S.A. ESP, cuando tenga temas que deban ser sometidos a consideración del comité.

Las reuniones tienen una periodicidad semanal.

Durante el año 2010 se realizaron 50 comités de presidencia.

Comité de Contratación

Cuyas funciones principales son Verificar que la información contenida en las solicitudes de oferta incluya las especificaciones técnicas definidas en la justificación o en estudios previos, y las propias del contrato a celebrar, y calificar las ofertas presentadas por los proveedores atendiendo, además de lo establecido en las solicitudes de oferta, entre otros, factores como el precio, el plazo, el cumplimiento en contratos anteriores, la calidad del bien o servicio, las capacidades técnicas, la experiencia, la organización y el equipo.

Su competencia son como sigue: En los procedimientos contractuales cuya cuantía supere el equivalente a cien (100) salarios mínimos legales mensuales vigentes y en aquellos que sean de competencia de la Presidencia, sin importar la cuantía, el Comité de Contratación de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, tendrá a su cargo la verificación del contenido de las solicitudes de oferta, la calificación y evaluación de las ofertas y la evaluación de las prórrogas y modificaciones de los contratos, salvo en el caso de contratos de la Vicepresidencia de Transmisión, los cuales serán sometidos a comité de contratos de EEB en aquellos casos en que su cuantía supere los quinientos (500) salarios mínimos legales mensuales vigentes.

Este Comité está conformado por Secretario General, quien lo presidirá, el Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, el Vicepresidente Financiero, el Vicepresidente Administrativo, el Vicepresidente de Transmisión, el Director de Relaciones Externas, el Director de Compras. Durante el año 2010, se realizaron 39 Comités de Contratación.

Mediante la Decisión de Presidencia No. 00000004 de enero 16 de 2008, se creó el comité de contratación para el área de transmisión, el cual tiene entre sus funciones, la de analizar y aprobar las compras y contrataciones para esa área, que oscilen entre 100 y 500 salarios mínimos legales mensuales vigentes.

En el período enero 1 a Diciembre 31 de 2010, se realizaron 16 Comités de Contratación en la Unidad de Transmisión.

Comité de Auditoría

Entre las principales funciones de este comité se resaltan: Supervisar el cumplimiento del programa de auditoría interna, el cual deberá tener en cuenta los riesgos del negocio y evaluar integralmente la totalidad de las áreas de la empresa. Velar porque la preparación, presentación y revelación de la información financiera se ajuste a lo dispuesto en la Ley. Revisar los estados financieros de cierre de ejercicio, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea de Accionistas

En el período enero 1 a Diciembre 31 de 2010, se efectuaron tres (4) reuniones del Comité de Auditoría, los días 16 de febrero, 18 de marzo, 29 de junio y el 17 de Noviembre de 2010.

Comité de Buen Gobierno

El objetivo de este comité consiste en propender porque los accionistas y el mercado en general, tengan acceso de manera completa, veraz y oportuna a la información de la sociedad que deba revelarse. Así mismo, informar acerca de las actividades desarrolladas por el Comité de Auditoría.

En el periodo enero 1 a Diciembre 31 de 2010 el comité se reunió en dos oportunidades, el 18 de Febrero y el 17 de Noviembre de 2010.

Reglamentos Internos

La empresa a nivel interno cuenta con los siguientes reglamentos:

Reglamento Interno de Trabajo
Convención Colectiva de Trabajo
Estatuto de Contratación
Manual de Interventoría

1.2.3 Marco Organizacional

Durante el 2010 no se presentaron cambios en relación con el tipo de sociedad. Por la composición y el origen de su capital la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB es una sociedad constituida con aportes estatales y de capital privado, en la cual los entes del Estado

poseen en ella por lo menos el cincuenta y uno por ciento (51%) de su capital social.

1.3 Estructura de Personal

En Acta de Junta Directiva N° 1466 del 27 de Octubre de 2010, se aprobó la ampliación de la Planta de Personal de la Empresa, conforme a solicitud presentada por la Administración en la sesión de Junta Directiva N° 1465 del 30 de Septiembre de 2010, considerando:

- 1-Necesidad de soporte corporativo para la expansión.
- 2-Nuevas exigencias normativas y de clase mundial.
- 3-Nuevos negocios y puesta en marcha.

Cargos Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Planta Dic 2009	Planta Dic 2010	Incremento
Trabajadores Directos.	131	160	29

Fuente: División de Recursos Humanos Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB

El total de trabajadores directos en ejercicio, a 31 de Diciembre de 2010 era de 138. De acuerdo a información de la Vicepresidencia Administrativa, a lo largo del año 2011 se completaran los cargos aprobados.

En cumplimiento de la Resolución 02369 del 8 de Septiembre de 2006 del Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, actualmente vigente para la Empresa de Energía de Bogotá, y a Diciembre 31 de 2010, se cuenta con cinco (5) aprendices Sena y siete (7) practicantes Universitarios.

De los cinco (5) aprendices reportados, uno (1) es practicante universitario, conforme al artículo 32 de la Ley 789 de 2002: *"....El empresario obligado a cumplir con la cuota de aprendizaje podrá tener practicantes universitarios bajo la modalidad de relación de aprendizaje, en el desarrollo de actividades propias de la empresa, siempre y cuando estos no superen el 25% del total de aprendices"*. Es decir en total a Diciembre 31 de 2010 hay 4 aprendices Sena y 8 practicantes Universitarios laborando con la Empresa.

En comunicación dirigida a la Regional SENA Distrito Capital de fecha 27 de Enero de 2011, la Vicepresidencia Administrativa solicitó se informara si habría alguna modificación a la cuota vigente de aprendices conforme a la planta de ciento sesenta (160) cargos autorizada por la Junta Directiva en Octubre de 2010.

Al respecto el SENA respondió que la información oficial que conduzca a variaciones en la cuota de aprendices se deberá remitir en los meses de Julio y Diciembre de cada año, en concordancia con lo dispuesto en los decretos 933 de 2003 y 2585 de 2003, por lo cual la Empresa hará la correspondiente notificación en Julio de 2011.

1.4 Ideas Rectoras y Planeación Estratégica

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, como Grupo Empresarial tiene definido un Plan Estratégico Corporativo. Así mismo, La Unidad del Negocio de Transmisión tiene igualmente su Plan Estratégico.

En el año 2010, las ideas Rectoras vigentes en la Empresa fueron:

Grupo Empresarial:

Misión:

“Somos un Grupo Empresarial que genera valor a sus accionistas y a Bogotá D.C., a través de la participación relevante en el sector energético nacional e internacional, con responsabilidad social, practicas de clase mundial y un equipo innovador, eficiente y de alta calidad. “

Visión

“Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, actor relevante en transmisión de energía eléctrica nacional e internacionalmente y con participación importante en otros negocios del sector energético”

Valores Institucionales

Los resultados individuales y colectivos: Trabajamos orientados a la consecución de logros que contribuyan a la gestión empresarial eficaz.

El cambio y la innovación: Enfrentamos activamente los retos, nos adaptamos y aprovechamos las oportunidades del entorno. Aportamos soluciones innovadoras para mejorar los procesos y servicios de la organización

El desarrollo humano: Promovemos la formación, el crecimiento personal y profesional de nuestros colaboradores y colaboradoras.

La transparencia: Nuestra gestión es verificable, clara y genera confianza a nuestros grupos de interés.

Principios Corporativos

El respeto: Aceptamos la diversidad cultural, religiosa y de género y somos tolerantes.

La justicia: Tomamos decisiones justas que nos permiten tener un mejor ambiente de trabajo e imagen empresarial.

La excelencia: Buscamos siempre la excelencia en lo que hacemos, trabajamos con altos estándares de gestión.

La integridad: Actuamos con ética y coherencia, respetamos las políticas y normas empresariales sin beneficio personal.

Los objetivos y estrategias de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. como Grupo Empresarial EEB y de la Unidad de Transmisión, se enmarcan desde diferentes perspectivas, las cuales contienen objetivos con metas de cumplimiento anual:

Grupo Empresarial:

1-Perspectiva Financiera:

Objetivos:

- Aumentar el valor económico y financiero para los accionistas.
- Incrementar el valor de las empresas del portafolio accionario.
- Optimizar los costos y gastos.
- Incrementar los ingresos nacionales e internacionales.

2-Perspectiva Cliente:

Objetivos:

- Incrementar las operaciones en Latinoamérica.
- Tener reconocimiento como un grupo empresarial eficiente y rentable, de clase mundial y con responsabilidad social corporativa.

3-Perspectiva procesos internos.

Objetivos:

- Optimizar la estructura financiera y garantizar la disponibilidad de los recursos financieros
- Optimizar el desempeño del Portafolio Accionario sin control
- Gestionar integralmente el riesgo
- Garantizar un abastecimiento costo – efectivo
- Asegurar practicas de clase mundial en los procesos corporativos del Grupo Empresarial
- Gestionar el crecimiento nacional e internacional de las unidades de negocio
- Posicionar el Grupo Empresarial
- Gestionar el portafolio de nuevos servicios
- Consolidar el modelo de Responsabilidad Social Corporativa.
- Gestionar las condiciones de los negocios desde el punto de vista legal y regulatorio

5-Aprendizaje:

- Contar con un talento humano para sostener el crecimiento.
- Fortalecer la cultura organizacional.

- Contar con tecnología e información que soporten la estrategia.

Las perspectivas de Procesos Internos y Aprendizaje contienen a su vez Iniciativas que son desarrolladas a través de proyectos. Estos proyectos ayudan a impulsar el cumplimiento de las metas que se le asignan a los objetivos.

Las perspectivas de Cliente y Financiera contienen indicadores y metas

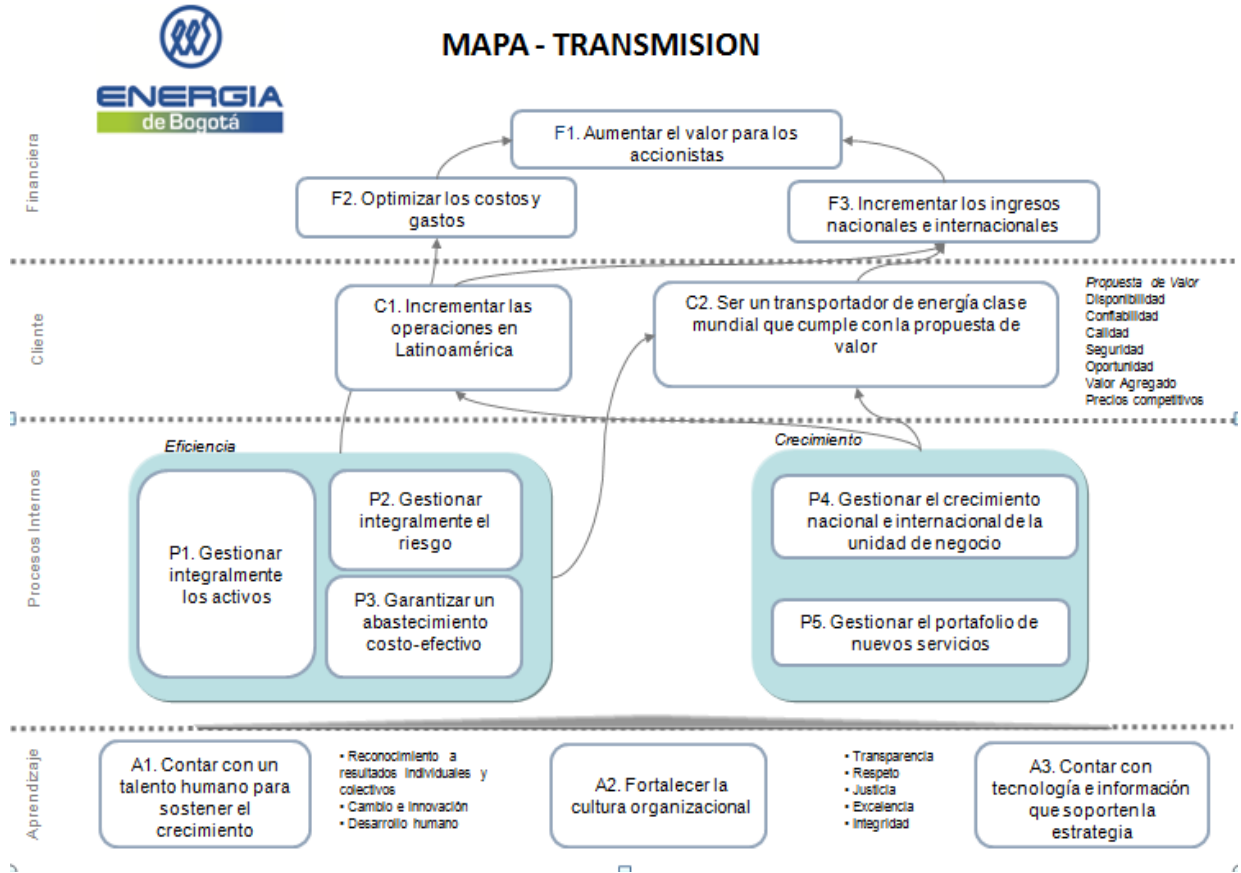
Unidad del Negocio de Transmisión de Electricidad:

Misión:

“Somos una unidad de negocios del Grupo Energía de Bogotá que genera valor mediante la prestación nacional e internacional del servicio de transmisión de energía eléctrica, con responsabilidad social, practicas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad. “

Visión

“Ser en el año 2024 la quinta empresa de transmisión de energía eléctrica de mayores ingresos en América Latina, reconocida por su responsabilidad social y por sus prácticas de clase mundial.



1-Perspectiva Financiera:

Objetivos:

- Aumentar el valor económico para los accionistas.
- Optimizar los costos y gastos.
- Incrementar los ingresos nacionales e internacionales.

2-Perspectiva Cliente:

Objetivos:

- Incrementar las operaciones en Latinoamérica.
- Ser un transportador de energía de clase mundial que cumple con la propuesta de valor.

3-Perspectiva procesos internos.

Objetivos:

- Gestionar integralmente los activos.
- Gestionar integralmente el riesgo.
- Garantizar un abastecimiento costo – efectivo.
- Gestionar el crecimiento nacional e internacional de la unidad de negocio.
- Gestionar el portafolio de nuevos servicios

4-Aprendizaje:

Objetivos:

- Contar con un talento humano para sostener el crecimiento.
- Fortalecer la cultura organizacional.
- Contar con tecnología e información que soporten la estrategia.

En forma Similar al Grupo Empresarial las perspectivas de Procesos Internos y Aprendizaje contienen a su vez Iniciativas que son desarrolladas a través de proyectos. Las perspectivas de Cliente y Financiera contienen indicadores y metas.

Conclusiones :

De acuerdo con lo observado, las actuaciones y decisiones de la Dirección de la Compañía se encuentran encaminados dentro del objeto social y los lineamientos de los estatutos.

No se observaron actuaciones o situaciones que hicieran suponer que la Compañía actuó por fuera de la normatividad o de lo dispuesto en los estatutos.

Para el año 2010, la estructura organizacional no cambió en relación con la que existía hasta Diciembre 31 de 2009. Se amplió la planta de personal de 131 trabajadores directos a 160, conforme a aprobación de la Junta Directiva de la Empresa.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB como Grupo Empresarial y para la Unidad de Transmisión, tiene suficientemente bien definido su direccionamiento estratégico, plasmados en una misión, visión y objetivos estratégicos, los cuales se traducen en objetivos específicos de desempeño.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene una guía empresarial para sus miembros, fundamentada en valores y principios corporativos definidos.

Así mismo monitorea el cumplimiento de sus objetivos, lo cual permite una toma de decisiones oportuna de acuerdo con los logros y dificultades que se visualizan.

2. Viabilidad Financiera



2 Viabilidad Financiera

Para la viabilidad financiera se tomaron las proyecciones de los estados financieros presentadas por la Gerencia de Planeación Financiera de EEB a diez años (de 2010 a 2019), así como las diferentes variables y supuestos macroeconómicos utilizados.

Las proyecciones financieras presentan pronósticos de desempeño del futuro de la Empresa basados en supuestos y variables que afectan la planeación financiera en el corto, mediano y largo plazo.

La AEGR verifica y contempla la razonabilidad de las cifras proyectadas y los supuestos macroeconómicos utilizados para dichas proyecciones y verifica que éstos no presenten divergencias ni tampoco inconsistencias significativas entre si. Es responsabilidad de la Administración de EEB la preparación y presentación de dichas proyecciones. Según la información suministrada por la Gerencia de Planeación Financiera, las variables y la información incorporada en los modelos y proyecciones, son tomadas como única fuente del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Supuestos Macroeconómicos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IPC local	3,00%	3,50%	3,50%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
IPP Local	1,00%	3,00%	3,00%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
IPC USA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
IPP USA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Devaluación (Nominal)	-6,39%	1,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Devaluación (Real)	-7,30%	-0,46%	0,52%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%

Supuestos Macroeconómicos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TRM USD	1.913,54	1.932,68	1.971,33	2.010,76	2.050,97	2.091,99	2.133,83	2.176,51	2.220,04	2.264,44
TRM PROMEDIO	1.978,89	1.923,11	1.952,00	1.991,04	2.030,87	2.071,48	2.112,91	2.155,17	2.198,27	2.242,24
TASAS DE INTERÉS EN COP \$										
DTF E.A	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
SPREAD Inversiones Temporales	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SPREAD Préstamo a Transcogas	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
TASAS DE INTERÉS EN USD \$										
LIBOR 6 MESES	3,00%	4,00%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
PRIME 6 MESES	5,00%	6,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%

Tomando el escenario macroeconómico definido por EEB para las proyecciones financieras se observó lo que las variables relacionadas con el IPC, IPP, TRM y la DTF están acordes con la situación macroeconómica del país, y no presentan variaciones frente a las proyectadas por el Banco de la República, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación.

La devaluación presenta un importante efecto en las proyecciones financieras de EEB teniendo en cuenta que parte de los ingresos de la Empresa están representados en dólares, y que EEB tiene endeudamiento en dólares que posee tanto a largo como a corto plazo.

Tomando como referencia éstos supuestos macroeconómicos, se analizó el resultado de las cifras proyectadas, sobre el estado de resultados, balance general y flujo de caja.

El siguiente cuadro presenta el Estado de Resultados Proyectado preparados por la Dirección Financiera de EEB para los años 2010 a 2019, expresados en millones de pesos.

Estado de Resultados Proyectado EEB 2010 - 2019										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos operacionales	93.711	96.125	98.797	101.214	103.690	106.226	108.825	111.488	114.216	117.012
Servicios de Energía STN	73.891	76.250	78.538	80.501	82.513	84.576	86.691	88.858	91.079	93.356
Servicios de Energía STN UPMES	10.470	10.575	10.681	10.894	11.112	11.334	11.561	11.792	12.028	12.269
FAER Y PRONE	9.029	9.300	9.579	9.818	10.064	10.316	10.573	10.838	11.109	11.386
UPME's Esperanza, Bosque y Rubiales	321	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo de Producción	45.210	50.491	51.850	53.325	54.710	56.133	57.594	59.094	60.633	62.215
Utilidad Operacional	48.500	45.634	46.947	47.889	48.979	50.093	51.232	52.395	53.583	54.797
Ingresos Financieros	1.335.321	448.023	999.310	1.146.085	1.241.606	1.485.632	1.603.824	1.663.340	1.807.304	1.908.999
Ingresos Extraordinarios	56.297	8.672	8.976	9.290	9.568	9.855	10.151	10.456	10.769	11.092
Total Ingresos No Operacionales	1.391.618	456.695	1.008.286	1.155.374	1.251.174	1.495.488	1.613.975	1.673.796	1.818.073	1.920.091
Gastos de Administración	151.846	147.982	129.370	127.857	130.330	134.968	138.711	141.817	145.008	148.690
Financieros	179.613	198.959	271.384	296.523	294.782	278.764	274.797	271.579	267.249	265.542
Gastos No Operacionales	331.458	346.941	400.754	424.380	425.112	413.732	413.509	413.396	412.257	414.231
Utilidad No Operacional	1.108.660	155.388	654.479	778.884	875.041	1.131.848	1.251.698	1.312.794	1.459.398	1.560.657
Impuesto de Renta	15.716	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad del Ejercicio	1.092.944	155.388	654.479	778.884	875.041	1.131.848	1.251.698	1.312.794	1.459.398	1.560.657

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2011)

INGRESOS

Para los supuestos de la proyección de los ingresos se tiene en cuenta la demanda de energía, las proyecciones de consumo y las tarifas. Los cargos fijos y variables de transmisión se calculan basados en la regulación vigente.

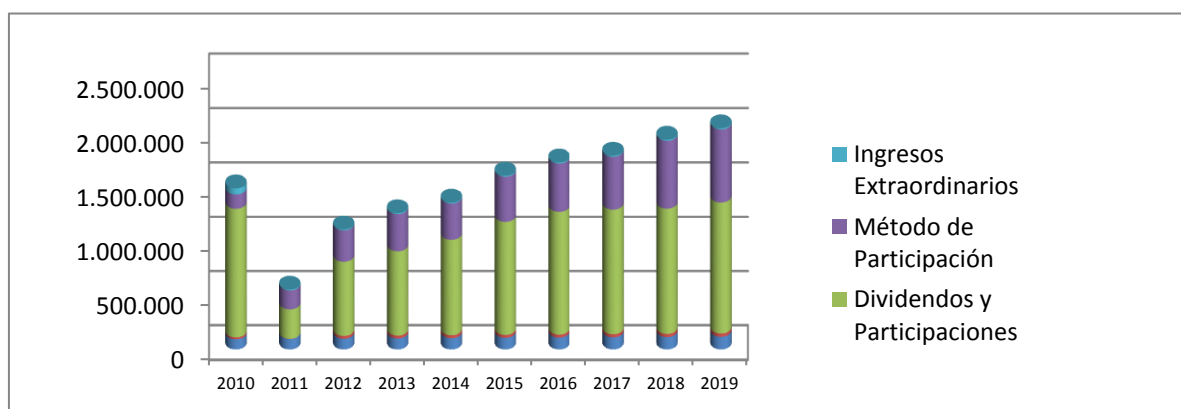
La resolución 083 de 2008 definió la rentabilidad que se utiliza para la remuneración de la actividad de transmisión, fijada en 11.5% anual en pesos constantes antes de impuestos. De igual forma, la resolución 011 de 2009 define la metodología de ingresos y calidad aplicable al negocio de transmisión para el nuevo período tarifario (mínimo 5 años).

El siguiente cuadro presenta los ingresos proyectados para el periodo 2010-2019:

Ingresos Proyectados 2010 - 2019 EEB												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio	%
Ingresos Operacionales	93.711	96.125	98.797	101.214	103.690	106.226	108.825	111.488	114.216	117.012	105.130	7%
Ingresos Financieros	17.504	2.056	25.906	26.424	26.952	27.491	28.041	28.602	29.174	29.757	24.191	2%
Dividendos y Participaciones	1.185.119	271.341	683.537	777.357	879.625	1.042.134	1.131.833	1.148.953	1.154.667	1.207.689	948.225	64%
Método de Participación	132.699	174.626	289.868	342.304	335.029	416.007	443.950	485.785	623.463	671.552	391.528	26%
Ingresos Extraordinarios	56.297	8.672	8.976	9.290	9.568	9.855	10.151	10.456	10.769	11.092	14.513	1%
Total Ingresos No Operacionales	1.391.618	456.695	1.008.286	1.155.374	1.251.174	1.495.488	1.613.975	1.673.796	1.818.073	1.920.091	1.378.457	93%
Total Ingresos Proyectados	1.485.329	552.820	1.107.083	1.256.588	1.354.864	1.601.714	1.722.800	1.785.284	1.932.289	2.037.103	1.483.587	100%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2011)

Ingresos Proyectados EEB 2010 – 2019



Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2011)

Ingresos de Operación:

Los ingresos operacionales de transmisión de energía representan en promedio el 7% del total de los ingresos proyectados para el período 2010 – 2019, corresponden a los ingresos por Transporte de electricidad, los cuales son totalmente regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Se remuneran los activos que la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB pone a disposición del STN (Sistema de Transmisión Nacional) para transportar electricidad, considerando los valores de estos activos, los Gastos de operación y mantenimiento incurridos, vidas útiles y tasas internas de retorno definidas por el regulador y penalidades por la indisponibilidad eventual de tales activos. Para los activos puestos a disposición al STN hasta 1999 se ajustan anualmente con el Índice de Precios al Productor de Colombia. Para los activos puestos a disposición al STN se ajustan anualmente con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América.

Se encuentran también en este rubro los ingresos por concepto de contribuciones provenientes del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), en cumplimiento en su orden con los Decretos 1122 y 1123 de 2008 (reglamentarios de las Leyes 788 de 2002 y 1117 de 2006). Son proyectados con el Índice de Precios al Productor de Colombia IPP.

Estos ingresos son a la vez modelados como parte de los costos de producción, en virtud de las contribuciones que debe hacer la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, en cumplimiento de las mismas regulaciones.

Ingresos no operacionales:

Los ingresos No Operacionales caracterizados principalmente por Dividendos y Participaciones representan en promedio el 93% del total de ingresos entre 2010 y 2019.

Ingresos por Dividendos:

Corresponden a los ingresos provenientes de los Dividendos de las Empresas donde la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene participación pero no tiene control son ellas: Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P. , Gas Natural S.A. E.S.P. , ISA S.A. E.S.P., Isagen S.A. E.S.P., Emsa S.A. E.S.P. , Red de Energía del Perú REP del Perú. Proviene de sus propias proyecciones y crecen conforme a los criterios por ellas establecidas. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, para efectos de ser conservadoras, castiga estas proyecciones con un 5%. En cuanto a las empresas productoras, generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía, su crecimiento está en función de las proyecciones de demanda de energía, consumo, y precios unitarios (regulados y no regulados) de la energía.

Promedio Incremento Anual de Dividendos y Participaciones											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
Ingresos por Dividendos y Participaciones	1.185.119	271.341	683.537	777.357	879.625	1.042.134	1.131.833	1.148.953	1.154.667	1.207.689	948.225
Incremento Anual		-77%	152%	14%	13%	18%	9%	2%	0%	5%	14%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2011)

Ingresos por intereses:

Corresponden a los rendimientos del portafolio de Tesorería en Moneda Local y en Moneda Extranjera de los saldos de caja. Varían principalmente por la evolución o proyección de la DTF.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB en el proceso de adquisición de los activos, derechos y contratos de ECOGAS para crear Transportadora de Gas internacional TGI S.A. E.S.P, otorgó un crédito intercompañía a TGI lo cual genera intereses. Es un crédito otorgado en dólares a la misma tasa de emisión de bonos de TGI. Su evolución en las proyecciones dependen de la variación de la tasa de cambio.

Por diferencia en cambio:

Corresponde a la diferencia en cambio de los préstamos e inversiones en Moneda Extranjera.

Método de participación:

Corresponde a los ingresos provenientes de los Utilidades proyectadas de las Empresas donde la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene participación con control son ellas: Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P., Decsa S.A. E.S.P. Contugas y el futuro el Proyecto Guatemala. Su evolución depende de las proyecciones por ellas mismas realizadas.

Ingresos Extraordinarios:

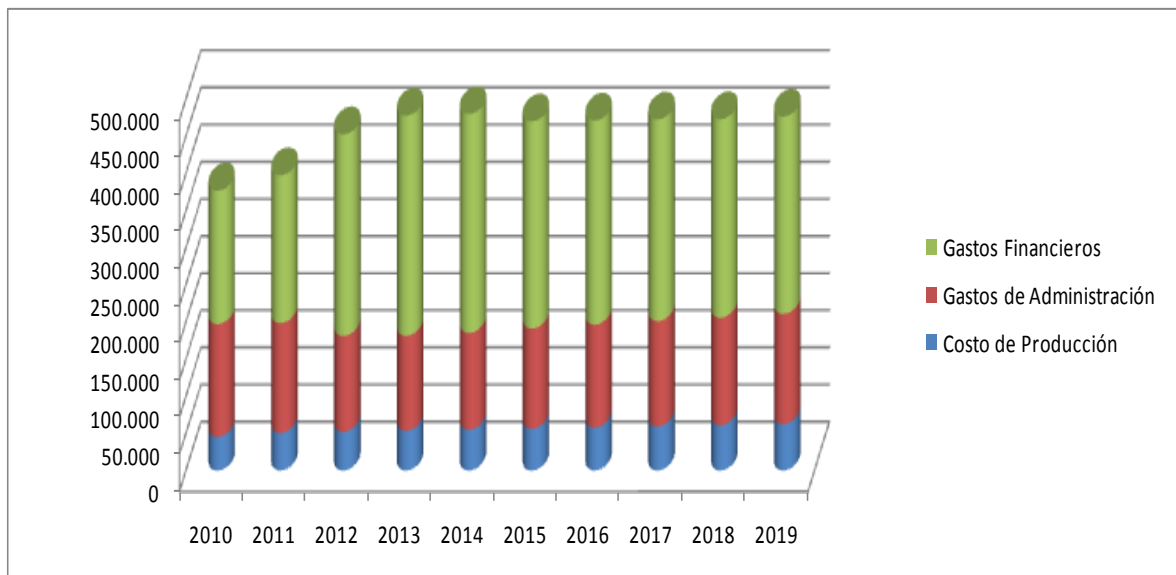
Arrendamientos de parqueaderos y otros inmuebles. Servicios prestados en proyectos, manejo financiero y consultorías a sus empresas asociadas. Variación con el Índice de Precios al Consumidor, IPC.

GASTOS

Los gastos hacen referencia a los costos operacionales, gastos administrativos y gastos financieros incurridos por EEB para el cumplimiento del objeto. Para el período 2010-2019, los costos operacionales proyectados comprenden en promedio el 12% del total de egresos, los gastos administrativos el 31% y los gastos financieros el 57%.

Gastos Proyectados 2010 - 2019 EEB												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio	%
Costo de Producción	45.210	50.491	51.850	53.325	54.710	56.133	57.594	59.094	60.633	62.215	55.126	12%
Gastos de Administración	151.846	147.982	129.370	127.857	130.330	134.968	138.711	141.817	145.008	148.690	139.658	31%
Servicios Personales	12.629	15.391	15.930	16.487	16.982	17.491	18.016	18.557	19.113	19.687	17.028	3,7%
Contribuciones Imputadas	1.217	81	84	87	89	92	95	98	101	104	205	0,0%
Contribuciones Efectivas	4.182	4.853	5.023	5.199	5.355	5.515	5.681	5.851	6.027	6.207	5.389	1,2%
Aporte sobre la Nómina	351	463	479	496	511	526	542	558	575	592	509	0,1%
Pensiones de Jubilación	26.145	30.031	31.082	32.170	33.135	34.129	35.153	36.208	37.294	38.413	33.376	7,3%
Amortización Cálculo Actuarial	44.910	14.484	14.513	14.542	14.571	14.600	14.629	14.659	14.688	14.717	17.631	3,9%
Amortización cuotas partes pensionales	2.309	506	524	542	558	575	592	610	628	647	749	0,2%
Servicio Médico	3.478	600	0	0	0	0	0	0	0	0	408	0,1%
Gastos Generales y PEC	21.192	29.809	30.852	31.932	32.890	33.877	34.893	35.940	37.018	38.129	32.653	7,2%
Impuestos Contribuciones y Tasas	19.248	47.211	31.871	27.446	27.307	29.250	30.210	30.444	30.669	31.287	30.494	6,7%
Provisión Deudores	974	982	992	1.002	1.012	1.022	1.032	1.042	1.053	1.063	1.017	0,2%
Provisión inventarios	86	103	104	105	106	107	108	109	110	112	105	0,0%
Provisión para Propiedad, Planta y Equipo	11.862	240	241	241	242	243	244	244	245	246	1.405	0,3%
Provisión para Contingencias	1.158	966	1.000	1.035	1.066	1.098	1.131	1.165	1.200	1.236	1.105	0,2%
Provisión para Protección Inversiones	1.102	1.320	1.360	1.400	1.442	1.486	1.530	1.576	1.623	1.672	1.451	0,3%
Depreciaciones	765	753	828	911	1.002	1.102	1.213	1.334	1.467	1.614	1.099	0,2%
Amortizaciones	6.356	6.431	949	949	949	949	949	949	949	949	2.038	0,4%
Gastos Asignados	-6.117	-6.242	-6.460	-6.687	-6.887	-7.094	-7.307	-7.526	-7.752	-7.984	-7.006	-1,5%
Gastos Financieros	179.613	198.959	271.384	296.523	294.782	278.764	274.797	271.579	267.249	265.542	259.919	57%
Total Costos y Gastos	376.669	397.432	452.604	477.705	479.823	469.865	471.102	472.490	472.891	476.446	454.703	100%

Gastos y Costos Proyectados EEB 2010 - 2019



Costos de producción:

Los costos de producción crecen con el IPC. Entre ellos los Gastos Administrativos de carácter general de toda la empresa, que se cargan a la unidad de negocio de Transmisión, utilizando drivers definidos. Los

seguros (en dólares), conforme a un contrato marco con una aseguradora, los cuales varían con la Tasa Representativa del Mercado. Las Depreciaciones y amortizaciones se estructuran, se modelan y se proyectan con tasas que incluyen las variables más importantes como el tipo de activo, la vida útil, y el método de depreciación establecido por la Administración.

Es importante resaltar la proyección de las ordenes y contratos de mantenimiento y reparaciones, previstas para tener a disposición la Infraestructura de Transmisión de Energía, con un valor promedio anual de \$ 6.000 millones de pesos. Crecen con el IPC

Gastos de Administración:

Los Gastos personales, las contribuciones imputadas (discrecionales de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB) y las efectivas (salud y pensión), aportes parafiscales, pensiones de Jubilación, impuestos, contribuciones y tasas impositivas, gastos generales y Plan Estratégico Corporativo, son proyectados con IPC. Las provisiones para deudores se proyectan para crecer al 1% anual, las provisiones para protección de inversiones al 3%. Las provisiones para contingencias a partir del valor establecido actualmente, se proyectan luego con el IPC. Los Gastos más representativos son los Gastos de Pensiones de Jubilación aproximadamente con el 11%, las cuales están debidamente fondeadas, los Gastos Generales y el Plan Estratégico Corporativo con aproximadamente otro 7%, donde la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, efectivamente recoge y proyecta las Políticas Corporativas asociadas al crecimiento empresarial, mejoramiento del servicio, reposición, expansión y mejoramiento de la infraestructura para el negocio de Transmisión. Los Gastos personales representan aproximadamente el 4%.

Gastos Financieros:

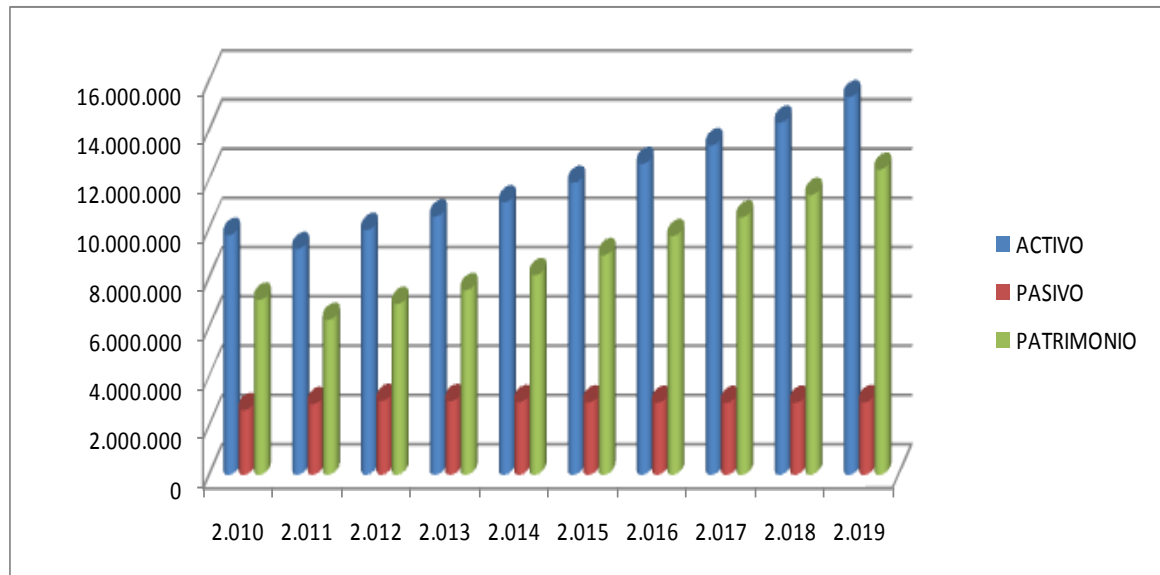
Estos gastos corresponden principalmente a los intereses pagados por la emisión de bonos realizada por EEB en 2007, para llevar a cabo el proceso de compra de los activos, derechos y contratos de Ecogás, y la liquidación de operaciones de cobertura.

Balance General Projectado

BALANCE GENERAL PROYECTADO EEB 2010 - 2010 (Millones COP)												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Promedio	%
TOTAL ACTIVO	9.742.023	9.170.164	9.942.593	10.498.960	11.069.386	11.861.562	12.626.897	13.381.445	14.302.317	15.341.113	11.793.646	100%
Efectivo	267.073	-616.951	-563.468	-466.733	-350.884	-125.713	50.797	132.649	232.788	391.869	-104.857	-1%
Deudores	944.831	75.430	99.652	138.362	183.779	241.643	295.585	348.938	406.516	470.688	320.542	3%
Inventarios	8.548	8.640	8.733	8.827	8.922	9.018	9.115	9.213	9.312	9.412	8.974	0%
Otros Activos Corrientes	479	621	821	1.018	1.219	1.423	1.632	1.845	2.062	2.283	1.340	0%
Activo Corriente	1.220.930	-532.260	-454.262	-318.525	-156.964	126.371	357.128	492.645	650.677	874.252	225.999	2%
Cuentas por cobrar a Largo Plazo	934.329	1.312.523	1.329.917	1.347.659	1.365.756	1.384.215	1.403.043	1.422.247	1.441.836	1.461.816	1.340.334	11%
Depósitos entregados en administración		218.908	218.908	218.908	218.908	218.908	218.908	218.908	218.908	218.908	197.017	2%
Propiedad Planta y Equipo	269.146	254.410	239.324	223.873	208.044	191.823	175.193	158.138	140.639	122.677	198.327	2%
Inversiones Permanentes	3.430.448	4.463.257	5.142.583	5.548.164	5.942.040	6.435.958	6.955.693	7.559.968	8.308.152	9.108.831	6.289.509	53%
Otros Activos	131.908	-301.935	-289.138	-276.380	-263.659	-250.975	-238.329	-225.722	-213.157	-200.633	-212.802	-2%
Total Activo No Corriente	4.765.832	5.947.163	6.641.594	7.062.224	7.471.089	7.979.929	8.514.508	9.133.539	9.896.379	10.711.600	7.812.386	66%
Valorizaciones	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	3.755.261	32%
PASIVO	2.631.266	2.877.407	3.001.445	2.994.753	2.958.340	2.940.424	2.928.036	2.924.091	2.932.447	2.946.890	2.913.510	25%
Porción Corriente Deuda de Corto Plazo	120.935	104.035	103.427	101.792	100.750	100.750	100.750	100.750	100.750	100.750	103.469	1%
Cuentas por pagar	718.216	158.116	61.679	88.947	121.611	160.381	195.171	230.449	266.804	304.645	230.602	2%
Salarios y Prestaciones por Pagar	33.711	35.005	36.157	37.188	38.241	39.325	40.441	41.592	42.777	43.997	38.843	0%
Pasivos Estimados	2.727	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.397	0%
Pasivo Corriente	875.589	298.406	202.512	229.176	261.851	301.706	337.612	374.040	411.580	450.642	374.311	3%
Deuda Largo Plazo	1.398.151	2.208.042	2.414.548	2.367.616	2.284.951	2.213.604	2.151.735	2.097.789	2.055.036	2.016.852	2.120.832	18%
Otros Pasivos	357.526	370.959	384.384	397.961	411.538	425.115	438.690	452.262	465.831	479.396	418.366	4%
Pasivo No Corriente	1.755.678	2.579.001	2.798.932	2.765.577	2.696.490	2.638.718	2.590.424	2.550.051	2.520.867	2.496.248	2.539.199	22%
PATRIMONIO	7.110.757	6.292.757	6.941.149	7.504.207	8.111.046	8.921.138	9.698.861	10.457.354	11.369.870	12.394.222	8.880.136	75%
Capital Suscrito y Pagado	664.993	460.272	460.272	460.272	460.272	460.272	460.272	460.272	460.272	460.272	480.744	4%
Prima en Colocación de Acciones	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	97.412	1%
Reserva Legal	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	332.496	3%
Reservas por Método de Participación TGI	1.272.325	1.272.325	1.446.951	1.736.819	2.079.123	2.414.152	2.830.159	3.274.109	3.759.894	4.383.357	2.446.921	21%
Utilidad año por Método de Participación TGI	0	174.626	289.868	342.304	335.029	416.007	443.950	485.785	623.463	671.552	378.258	3%
Resultado del Ejercicio SIN TGI	0	-19.238	364.611	436.579	540.012	715.841	807.748	827.009	835.935	889.105	539.760	5%
Resultados de Ejercicio	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	2.361	0%
Reserva para Fortalecimiento Patrimonial	125.695	156.772	156.772	312.549	487.557	713.927	964.266	1.226.825	1.518.705	1.830.836	749.390	6%
Superávit por Donaciones	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	6.655	0%
Superávit por Valorización	3.755.261	3.020.183	3.000.945	3.001.143	3.001.547	3.002.169	3.003.019	3.004.109	3.005.449	3.007.051	3.080.088	26%
Superávit Método de Participación	317.994	314.326	308.239	301.051	294.015	285.279	275.956	265.755	252.662	238.559	285.384	2%
Revalorización del Patrimonio contra Tx Patrimonio	535.567	474.567	474.567	474.567	474.567	474.567	474.567	474.567	474.567	474.567	480.667	4%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	9.742.023	9.170.164	9.942.593	10.498.960	11.069.386	11.861.562	12.626.897	13.381.445	14.302.317	15.341.113	11.793.646	100%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

Activo, Pasivo y Patrimonio Projectados EEB 2010 - 2019



ACTIVO

En las proyecciones financieras del balance general, los rubros más representativos del Activo son: las cuentas por cobrar largo plazo que corresponde al 11% del total del Activo, las inversiones permanentes que representan el 53% del total del Activo, y las valorizaciones que corresponden al 32% del total del Activo.

El total del activo durante el tiempo proyectado presenta un incremento constante promedio del 7%

El efectivo presenta un comportamiento negativo durante los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2012, los motivos para este hecho se presentan en el análisis del Flujo de Caja más adelante.

Se presenta una reducción importante del activos entre el 2010 y el 2011, principalmente por:

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 30 de julio de 2010 autorizó la reducción de capital con efectivo reembolso a los accionistas por \$204.721 millones, la cual se encuentra pendiente de aprobación por las autoridades pertinentes.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 14 de diciembre de 2010, autorizó decretar dividendos por \$704.350 con cargo a las utilidades del periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2010.

PASIVO

El total del pasivo durante el tiempo proyectado presenta un comportamiento similar representando un 25% promedio del total del activo.

El rubro más significativo dentro del Pasivo, es la deuda a largo plazo que tiene una participación en promedio para las proyecciones del periodo 2010-2019 de 87% sobre el total del Pasivo.

PATRIMONIO

El total del patrimonio durante el tiempo proyectado presenta un comportamiento similar representando un 75% promedio del total del activo.

En las proyecciones financieras analizadas para el Patrimonio, los rubros más representativos corresponden al Superávit por Valorización con un promedio de participación para el periodo de 26%, a la Reserva para Fortalecimiento del Patrimonio con una participación promedio del 6%, y las reservas por Método de Participación TGI con una representación promedio de 5% sobre el total de Patrimonio.

Las diferencias entre el crecimiento del Pasivo total contra el crecimiento del Patrimonio total no son significativas.

A partir del año 2011 las proyecciones en el balance general presentan incrementos razonables sin mayores cambios en sus resultados.

Flujo de Caja Proyectado

Gastos Proyectados 2010 - 2019 EEB										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Saldo Inicial	311.995	267.073	-616.951	-563.468	-466.733	-350.884	-125.713	50.797	132.649	232.788
INGRESOS	1.066.419	2.102.521	970.991	911.704	1.019.178	1.176.521	1.294.161	1.322.979	1.342.739	1.399.482
1. Servicio a la deuda	232.078	205.444	235.089	369.538	367.325	350.112	336.666	325.525	310.002	303.726
2. Gastos Administrativos	110.064	750.595	231.307	103.986	101.936	90.012	109.380	112.485	115.094	117.787
3. CXP	71.538	59.663	39.256	41.801	41.602	41.807	31.095	31.558	32.035	32.527
4. Inversiones Portafolio	140.045	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Plan Estratégico Corporativo	221.694	1.062.122	411.855	90.809	130.896	155.777	175.008	226.370	250.340	262.559
6. Dividendos	291.000	704.000	0	208.835	261.571	313.642	465.502	545.189	535.129	523.804
7. Reducción de Capital	0	204.721	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS	1.066.419	2.986.545	917.507	814.969	903.330	951.350	1.117.651	1.241.127	1.242.600	1.240.402
Superávit/Déficit del año	0	-884.024	53.483	96.736	115.848	225.171	176.510	81.852	100.139	159.080
Superávit/Déficit Acumulado	267.073	-616.951	-563.468	-466.733	-350.884	-125.713	50.797	132.649	232.788	391.869

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

El flujo de caja proyectado para el periodo evaluado 2010–2019 presenta por una parte las entradas reales de efectivo de los ingresos operacionales, los ingresos no operacionales y los desembolsos de créditos para los proyectos de expansión.

De otra parte presenta las salidas reales de efectivo de los costos de producción, los gastos no operacionales, el servicio de la deuda, un rubro denominado Inversión Portafolio que corresponde a las proyecciones de inversión a manera de capitalización en las empresas no controladas, un rubro denominado Plan Estratégico Corporativo el cual presenta las proyecciones de préstamos y capitalizaciones a las empresas controladas y proyectos por desarrollar como es el caso de Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. TRECSA en Guatemala.

En el periodo analizado 2010–2019 se presenta un déficit de caja negativo entre los años 2011 y 2015. Este déficit se presenta principalmente a la reducción de capital y la distribución de los dividendos en el 2011 y por la utilización de recursos destinados al concepto Plan Estratégico Corporativo, que corresponden al préstamo proyectado con destino a Contugas del Perú por valor de 165.174 millones de pesos, el préstamo proyectado con destino a Transportadora de Energía de Centroamerica S.A. TRECSA en Guatemala por valor de 157.333 millones de pesos y al desembolso proyectado a manera de capitalización igualmente para Transportadora de Energía de Centroamerica S.A. TRECSA por valor de \$104.888 millones de pesos.

Para el año 2012, se debe también al Plan Estratégico Corporativo, específicamente a los desembolsos con destino a Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. TRECSA en Guatemala; a manera de préstamo por valor de 202.729 millones de pesos y a manera de capitalización por valor de 135.153 millones de pesos.

Al final de los 10 años de proyección resulta un Superávit acumulado por valor de \$391.653 millones.

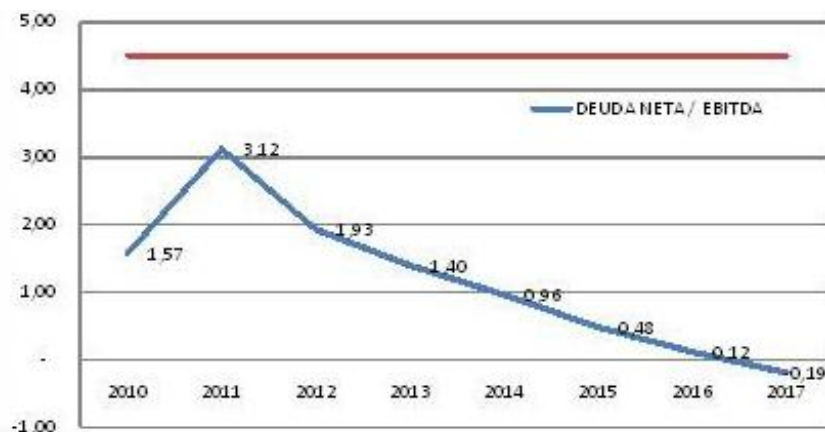
De acuerdo con la proyección del Flujo de caja, la repartición de dividendos se hace después de hacer reservas del 20% para proyectos de expansión en Transmisión o Gas.

Pese a las importantes inversiones que se han proyectado durante los próximos años, se mantiene el pago de Dividendos a los accionistas. Para el 2011 se tiene proyectado realizar el pago anticipado de los dividendos generados durante este año, razón por la cual se observa que en el 2012 no se realizan pagos de dividendos.

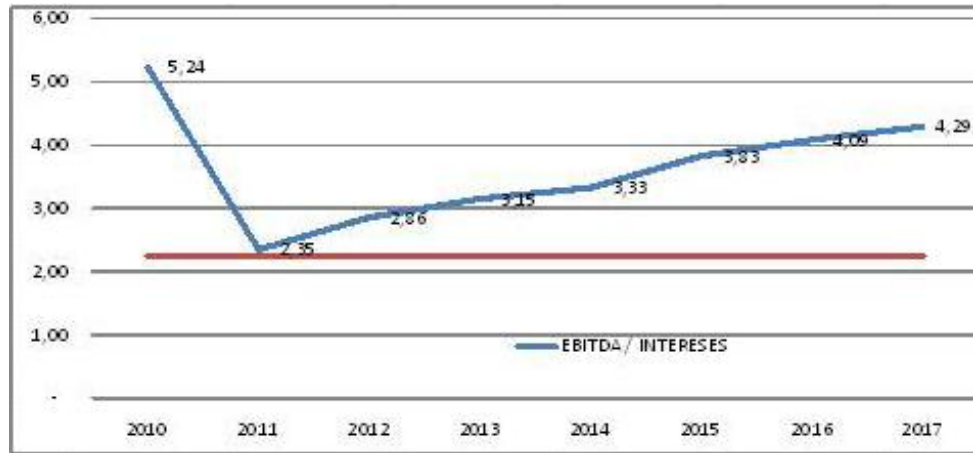
Covenants

En razón a los Covenants exigidos en los bonos emitidos en el año 2007, para la adquisición de los activos, derechos y contratos de Ecogas, (hoy TGI), a continuación se muestran las gráficas de su comportamiento. En estas proyecciones se cumple con lo exigido:

DEUDA NETA / EBITDA: Exigido, por debajo de 4,5



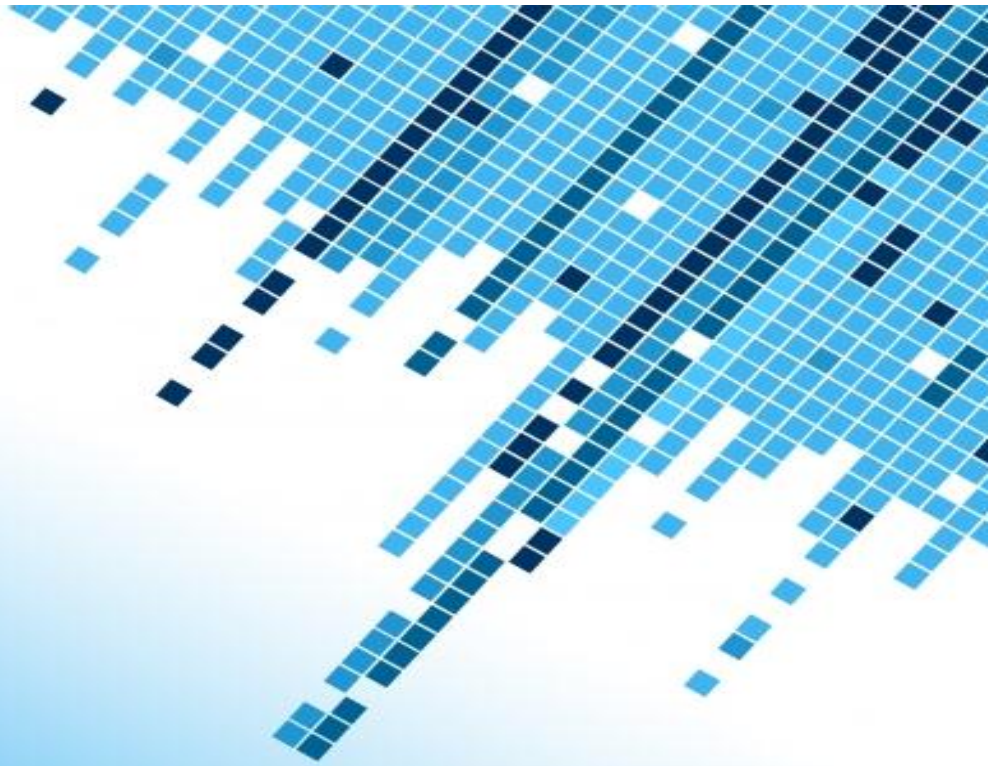
EBITDA / INTERESES: Exigido, por encima de 2,25



Conclusiones

1. Basados en los supuestos macroeconómicos definidos por EEB para las proyecciones financieras se observó lo que las variables relacionadas con el IPC, IPP, TRM y la DTF están acordes con la situación macroeconómica del país, y no presentan variaciones frente a las proyectadas por el Banco de la República, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación.
2. En las proyecciones financieras en el periodo 2010-2019 suministradas por EEB, no se evidencian riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP - EEB, ni su servicio de Transmisión de Energía.
3. El Flujo de Caja generado por la operación del servicio de transmisión de energía es positiva para el periodo de las proyecciones, por lo que la AEGR no evidencia dificultades de tipo financiero para mantener la continuidad en la prestación del servicio.
4. Es claro que la participación de los ingresos no operacionales, representada principalmente por dividendos y rendimientos financieros es alta dentro de la estructura de ingresos y sostenible en el tiempo.
5. Se presenta un déficit proyectado para los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, fruto precisamente del interés y propósito que se tiene en crecer, al proyectar casi 2 billones de pesos durante estos dos años en capitalizaciones y préstamos a sus proyectos nacionales e internacionales para los negocios de electricidad y gas (Rubros: Inversión Portafolio y Plan Estratégico Corporativo). Al final de los 10 años de proyección resulta un Superávit acumulado de caja por valor de \$391.869, lo que demuestra la solidez y capacidad de generación de efectivo que tiene la Empresa, aun considerando los déficits temporales de caja.

3. Análisis y Evaluación Puntos Específicos Año 2010



3.1 Gestión Financiera



3.1 Gestión Financiera

A continuación se presentan los estados financieros no consolidados correspondientes a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP a diciembre 31 de 2010. Estos fueron certificados por la administración de la empresa y dictaminados por el Revisor Fiscal Deloitte & Touche Ltda.

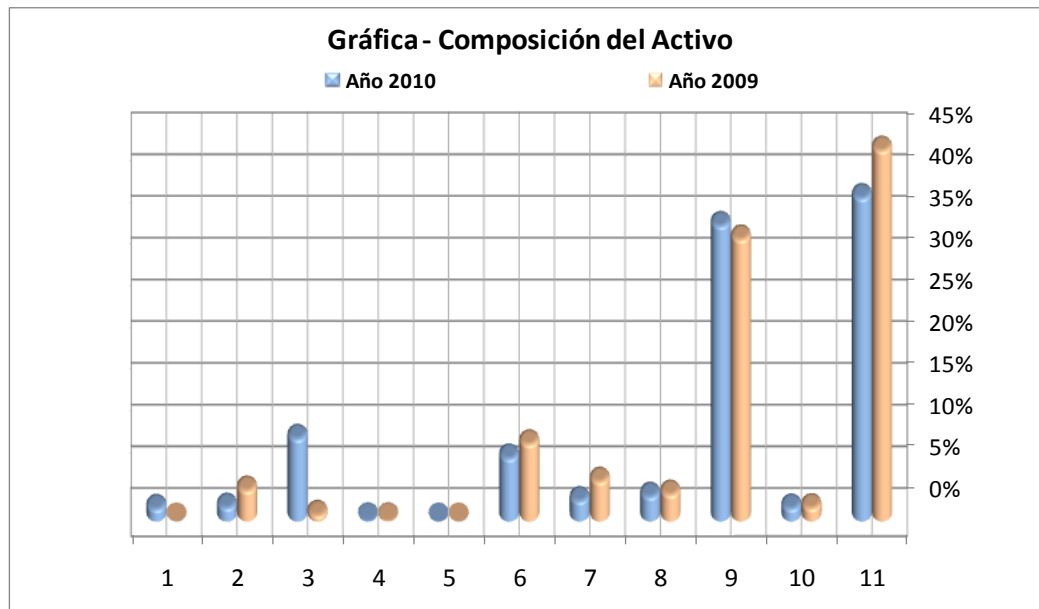
3.1.1 Balance General

ACTIVO

El Activo total de EEB en el 2010 se incrementó en \$825,757 millones, un 9.26% con relación al año 2009. El siguiente cuadro muestra el detalle de los rubros y los cambios más significativos durante el periodo Diciembre 2009 a Diciembre 2010.

Activo - EEB (Cifras en Millones Cop)							
		Dic 09	% Act.	Dic 10	% Act.	Var	% Var
1	Efectivo	286	0,0%	126.425	1,3%	126.139	44104,55%
2	Inversiones Temporales	311.709	3,5%	140.644	1,4%	(171.065)	-54,88%
3	Cuentas y Documentos por Cobrar	49.562	0,6%	944.834	9,7%	895.272	1806,37%
4	Inventarios	8.528	0,1%	8.548	0,1%	20	0,23%
5	Gastos Pagados por Anticipado	503	0,0%	479	0,0%	(24)	-4,77%
	ACTIVO CORRIENTE	370.588	4,2%	1.220.930	12,5%	850.342	229,46%
6	Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	806.944	9,1%	715.421	7,3%	(91.523)	-11,34%
7	Depositos entregados en Administra	407.612	4,6%	218.908	2,2%	(188.704)	-46,30%
8	Propiedades, Planta y equipos	268.951	3,0%	269.146	2,8%	195	0,07%
9	Inversiones Permanentes	2.994.330	33,6%	3.430.448	35,2%	436.118	14,56%
10	Otros Activos	123.514	1,4%	131.908	1,4%	8.394	6,80%
11	Valorizaciones	3.944.326	44,2%	3.755.261	38,5%	(189.065)	-4,79%
	ACTIVO NO CORRIENTE	8.545.677	95,8%	8.521.092	87,5%	(24.585)	-0,29%
	ACTIVO	8.916.265	100,0%	9.742.022	100,0%	825.757	9,26%

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad



Los rubros más representativos dentro del Activo para el año 2010 son las Inversiones Permanentes (35,2), las Valorizaciones (38,2%) y las Cuentas por Cobrar a Largo Plazo con un (7,3%). Estas tres cuentas representan el 80,7% del total del activo.

Activo Corriente

Las variaciones más relevantes en el activo corriente por monto y porcentaje sobre el Activo Total se presentaron en las inversiones temporales y las cuentas y documentos por cobrar. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el activo corriente:

Variación del Activo Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
Efectivo e Inversiones Temporales	2,7%	▼	(44.926)	-14%	La variación de esta cuenta está directamente relacionada con los dividendos decretados y pagados, reducciones de capital en compañías en

Variación del Activo Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
					donde se poseen inversiones, el pago de dividendos, la capitalización de compañías en donde se poseen inversiones, aportes fideicomiso, entre otras. Las explicaciones de las principales variaciones se encuentran a continuación.
Cuentas y Documentos por Cobrar	9,7%		895.272	1806,37%	La variación de esta cuenta se presenta principalmente por los dividendos decretados a favor de EEB durante el 2010. \$1.064.441, la reclasificación a corto plazo de los depósitos en administración del proyecto TGI por valor de \$441.197, intereses prestamos a vinculados económicos \$53.134 y el pago de dividendos por valor de (\$657.347)

Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de Contabilidad

Activo No Corriente

Las variaciones más relevantes en el activo no corriente por monto y porcentaje sobre el Activo Total se presentaron en las Inversiones Permanentes, las Valorizaciones, las Cuentas por Cobrar a Largo Plazo, los Depósitos Entregados en Administración y Cuentas por Cobrar a Largo Plazo. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el activo no corriente:

Variación del Activo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	7,3%		(91.523)	-11,34%	La variación se genera principalmente por la diferencia en cambio por préstamos a vinculadas que afectó de forma negativa esta cuenta en (\$91.721)
Depósitos entregados en Administración	2,2%		(188.704)	-46,30%	La variación de esta cuenta se presenta principalmente por: Aportes Fideicomiso (Proyecto TGI) \$220.409 , Rendimientos Fideicomiso (Proyecto TGI) \$30.770, reclasificación al corto plazo del Fideicomiso (Proyecto TGI) (\$441.197).
Inversiones Permanentes	35,2%		436.118	14,56%	El incremento de esta cuenta se presenta principalmente por: capitalización de CONGAS \$ 114.294,

Variación del Activo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
					Capitalización del CONSORCIO TRANSMANTARO \$117,373, capitalización Trecsa \$58.697, método de participación filiales \$63.586 neto, variación patrimonial TGI (Valorización Activos Fijos) \$312,776, Reducción de Capital EMGESA (\$229.120), diferencia en cambio Inversiones Perú (\$16.035).
Valorizaciones	38,5%		(189.065)	-4,79%	La variación de esta cuenta se presenta principalmente por el decreto de dividendos en, Codensa, Emgesa y Gas Natural.

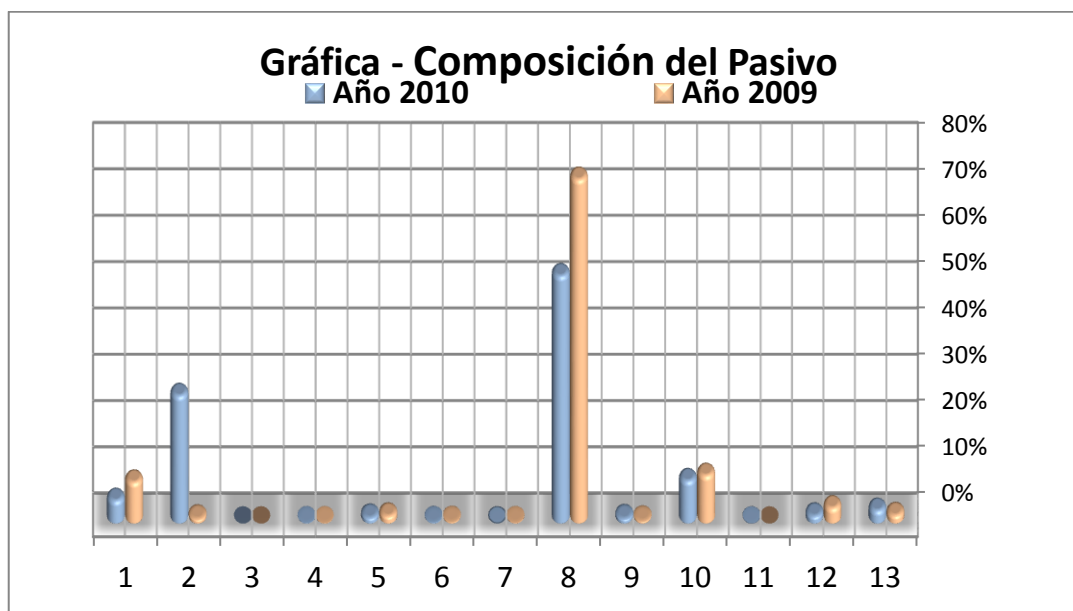
Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de Contabilidad

PASIVO

El Pasivo total de EEB en el 2010 aumentó en \$611,262, un 30,26%, con relación al año anterior (2009). El siguiente cuadro muestra el detalle de los rubros del pasivo y los cambios más significativos durante el periodo Diciembre 2009 a Diciembre 2010.

Pasivo - EEB (Cifras en Millones Cop)							
		Dic 09	% Pas.	Dic 10	% Pas.	Var	% Var
1	Porción Corriente Deuda Corto Plazo	172.863	8,6%	120.935	4,6%	(51.928)	-30,04%
2	Cuentas por Pagar	15.496	0,8%	718.071	27,3%	702.575	4533,91%
3	Otras Cuentas por Pagar de C.P.	145	0,0%	145	0,0%	0	0,00%
4	Obligaciones Laborales	2.173	0,1%	2.830	0,1%	657	30,23%
5	Pensiones de Jubilación C.P.	26.706	1,3%	27.041	1,0%	335	1,25%
6	Beneficios Complement. A Pensiones	5.089	0,3%	5.089	0,2%	0	0,00%
7	Pasivos Estimados	3.202	0,2%	1.477	0,1%	(1.725)	-53,87%
	PASIVO CORRIENTE	225.674	11,2%	875.588	33,3%	649.914	287,99%
8	Deuda Largo Plazo	1.493.740	73,9%	1.398.151	53,1%	(95.589)	-6,40%
9	Otros Pasivos de L.P. (Impto de Renta)	8.142	0,4%	22.562	0,9%	14.420	177,11%
10	Pensiones de Jubilación	202.299	10,0%	233.608	8,9%	31.309	15,48%
11	Cuotas Partes Pensionales (Neto)	0	0,0%	1.787	0,1%	1.787	100,00%
12	Beneficios Complementarios a Pensiones	60.492	3,0%	35.088	1,3%	(25.404)	-42,00%
13	Pasivos Estimados y Provisiones	29.655	1,5%	64.480	2,5%	34.825	117,43%
	PASIVO NO CORRIENTE	1.794.328	88,8%	1.755.676	66,7%	(38.652)	-2,15%
	PASIVO	2.020.002	100,0%	2.631.264	100,0%	611.262	30,26%

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad



Los rubros más representativos del Pasivo son la Deuda Largo Plazo (53,1%), Pensiones de Jubilación (8,9%), la Porción Corriente Deuda Corto Plazo (4,6%) y las Cuentas por Pagar (27,3%). con un 93,9% del total del Pasivo.

Pasivo Corriente

Las variaciones más relevantes en el pasivo corriente por monto y porcentaje sobre el Pasivo Total se presentaron en las cuentas por pagar, los Pasivos Estimados y la Porción Corriente Deuda Corto Plazo. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el pasivo corriente:

Variación del Pasivo Corriente					
Cuenta	% Sobre Pasivo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
Porción Corriente Deuda Corto Plazo	4,6%	▼	(51.928)	-30,04%	La variación se presenta principalmente por el Pago del crédito de tesorería con el Helm Bank por valor de \$50.000.
Cuentas por Pagar	27,3%	▲	702.575	4533,91%	Según Acta número 056 del 14 de diciembre de 2010, la Asamblea General de Accionistas autorizó decretar dividendos por (\$704.350), correspondiente a las utilidades del periodo enero 1 a octubre 31 de 2010, los cuales serán cancelados durante 2011.

Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de Contabilidad

Pasivo NO Corriente

Las variaciones más relevantes en el pasivo no corriente por monto y porcentaje sobre el Pasivo Total se presentaron en la Deuda Largo Plazo, Pensiones de Jubilación, Beneficios Complementarios, Otros Pasivos de L.P. y Pasivos Estimados y Provisiones. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el pasivo no corriente:

Variación del Pasivo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Pasivo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
Deuda Largo Plazo	53,1%	▼	(95.589)	-6,40%	La variación se presenta principalmente por la diferencia en cambio de deuda en dólares \$95.891
Otros Pasivos de L.P. (Impto de Renta)	0,9%	▲	14.420	177,11%	Variación generada principalmente por la provisión para el impuesto de renta \$13.774
Pensiones de Jubilación	8,9%	▲	31.309	15,48%	La actualización de la tasa de mortalidad dentro del Cálculo Actuarial, genera este incremento
Beneficios Complementarios a Pensiones	1,3%	▼	(25.404)	-42,00%	Valor relacionado con la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación. La variación se explica a continuación.
Pasivos Estimados y Provisiones	2,5%	▲	34.825	117,43%	Al 31 de diciembre de 2010 incluye provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios

Variación del Pasivo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Pasivo	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
					complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por \$35.767, en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones.

Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de Contabilidad

Cálculo Actuarial

La EEB constituyó dos patrimonios autónomos para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y al pago de las mismas con Fiducolombia (60%) y Consorcio Pensiones Energía conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá (40%). El siguiente cuadro presenta el detalle del cálculo actuarial y de beneficios complementarios para EEB en el periodo 2009 y 2010:

Cálculo Actuarial		
	2010	2009
Cálculo Actuarial Pensiones de Jubilación	260.650	229.005
Menos (-) Porción Corriente	(27.041)	(26.706)
Pensiones de Jubilación a Largo Plazo	233.608	202.299

Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de contabilidad

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2010 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos tres años) del 4,8% al 31 de diciembre de 2010. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial fue 1.925.

Beneficios Complementarios		
	2010	2009
Beneficios Complementarios a Pensiones de Jubilación	40.178	65.581
Menos (-) Porción Corriente	(5.089)	(5.089)
Beneficios Complementarios a Pensiones de Jubilación a Largo Plazo	35.088	60.492

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad

El cálculo de Beneficios Complementarios se ajusta anualmente con base en los estudios actuariales que están en proceso y los pagos por estos conceptos se cargan directamente a resultados del periodo. Teniendo en cuenta el propósito de emisión de éstos estados financieros, el cálculo actuarial se ajustó con corte al 31 de diciembre de 2010 con base en un estudio actuarial.

El acto legislativo 001 de 2005, estableció la eliminación de los regímenes especiales de pensión convenidos en pactos y convenciones colectivas de trabajo a partir del 31 de julio de 2010.

PATRIMONIO

El Patrimonio total de EEB se incrementó en \$214,495 millones un 3.11% con relación al año anterior (2009). El siguiente cuadro presenta el detalle de los rubros del patrimonio y los cambios más significativos durante el periodo Diciembre 2009 a Diciembre 2010.

PATRIMONIO - EEB (Cifras en Millones Cop)							
		Dic 09	% Patrim.	Dic 10	% Patrim.	Var	% Var
1	Capital Suscrito y Pagado	664.993	9,6%	664.993	9,4%	0	0,00%
2	Prima en Colocación de Acciones	97.412	1,4%	97.412	1,4%	0	0,00%
3	Reservas	912.606	13,2%	1.730.516	24,3%	817.910	89,62%
4	Resultados de Ejercicios Anteriores	0	0,0%	0	0,0%	0	0,00%
5	Resultado del Ejercicio	723.213	10,5%	2.361	0,0%	(720.852)	-99,67%
6	Superávit por Donaciones	6.655	0,1%	6.655	0,1%	0	0,00%
7	Superávit por Valorización	3.944.326	57,2%	3.755.261	52,8%	(189.065)	-4,79%
8	Superávit Método de Participación	1.585	0,0%	317.994	4,5%	316.409	19962,68%
9	Revalorización del Patrimonio	545.473	7,9%	535.567	7,5%	(9.906)	-1,82%
	PATRIMONIO	6.896.263	100,0%	7.110.758	100,0%	214.495	3,11%

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad

Los rubros más representativos del Patrimonio son el Superávit por Valorización 57% y las reservas 13% del total del Patrimonio. La siguiente tabla presenta los cambios más significativos de patrimonio con relación al año 2009.

Variación de los Rubros más Representativos dentro del Patrimonio					
Cuenta	% Sobre Patrimonio	Efecto	Var (Millones)	% Var	Concepto
Reservas	24,3%	▲	817.910	89,6%	La variación se presenta principalmente por la constitución de las siguientes reservas: Reserva método de participación sociedades (Decreto 2336/95) \$424.124 Ocasionales \$393.786
Resultado del Ejercicio	0,0%	▼	(720.852)	-99,7%	La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Empresa, celebrada el 14 de diciembre de 2010, autorizó decretar dividendos por \$704.350 con cargo a las utilidades del periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de octubre de 2010.
Superávit por Valorización	52,8%	▼	(189.065)	-4,8%	La variación de esta cuenta se presenta principalmente por el decreto de dividendos en, Codensa, Emgesa y Gas Natural.
Superávit Método de Participación	4,5%	▲	316.409	19962,7%	Principalmente por la variación patrimonial de TGI. (\$312.776)
Revalorización del Patrimonio	7,5%	▼	(9.906)	-1,8%	Impuesto al patrimonio.

Fuente: Estados Financieros Año 2010
Departamento de Contabilidad

3.1.2 Estado de Resultados

El Estado de Resultados de EEB refleja un incremento de la utilidad por \$369.731 millones que representa un 51,12% por encima de la utilidad obtenida en el 2009. Las principales variaciones de los rubros dentro del estado de resultados se presentaron en los Ingresos No Operacionales, siendo el más relevante los Dividendos e Intereses ganados con un incremento de 86,07%.

Estado de Resultados - EEB (Cifras en Millones Cop)						
	Dic 09	%	Dic 10	%	Var	% Var
Ingresos Operacionales	92.333	100,0%	93.390	100,0%	1.057	1,14%
Costos de Producción	38.983	42,22%	39.094	41,9%	111	0,28%
Utilidad Bruta	53.350	57,78%	54.296	58,1%	946	1,77%
Gastos Administrativos Asignados	4.451	4,82%	6.117	6,5%	1.666	37,43%
Otros Ingresos	363	0,39%	321	0,3%	(42)	-11,64%
Utilidad Operacional	49.262	53,35%	48.500	51,93%	(762)	-1,55%
Dividendos e Intereses Ganados	636.918	67,09%	1.185.119	85,16%	548.201	86,07%
Diferencia en Cambio (Neta)	31.916	3,36%	17.504	1,26%	(14.412)	-45,16%
Utilidad Método de Participación	261.130	27,51%	132.699	9,54%	(128.431)	-49,18%
Extraordinarios	19.363	2,04%	56.297	4,05%	36.934	190,75%
Ingresos de Ejercicios Anteriores	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Ingresos No Operacionales	949.327	100,00%	1.391.618	100,00%	442.291	46,59%
Gastos de Administración	86.866	9,15%	129.545	9,31%	42.679	49,13%
Provisiones, Agotamientos, Depreciac., Amortiz.	16.924	1,78%	38.017	2,73%	21.093	124,63%
Otros Gastos	171.586	18,07%	179.613	12,91%	8.027	4,68%
Intereses y Comisiones	140.633	14,81%	111.848	8,04%	(28.785)	-20,47%
Gastos Coberturas y Bancarios	28.013	2,95%	17.110	1,23%	(10.903)	-38,92%
Utilidad Método de Participación	1.360	0,14%	50.366	3,62%	49.006	3603,36%
Varios	1.580	0,17%	289	0,02%	(1.291)	-81,71%
Utilidad No Operacional	673.951	70,99%	1.044.444	75,05%	370.493	54,97%
UTILIDAD DEL EJERCICIO	723.213		1.092.944		369.731	51,12%

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad

Ingresos, Costos y Resultados Operacionales

Los ingresos operacionales presentaron un incremento de \$1,057 millones, un 1.14% con respecto al 2009. Los ingresos operacionales ascienden a \$93,390 y corresponden en su totalidad a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

Costos de Producción - EEB (Cifras en Millones Cop)				
	2010	2009	Var	% Var
Servicios Personales	5.660	5.608	52	0,9%
Generales	1.512	1.494	18	1,2%
Depreciaciones	13.744	13.765	(21)	-0,2%
Amortizaciones	445	660	(215)	-32,6%
Arrendamientos	38	119	(81)	-68,1%
Bienes y Servicios	858	854	4	0,5%
Contribuciones	9.001	8.656	345	4,0%
Operación y Mantenimiento	4.658	4.086	572	14,0%
Honorarios	656	942	(286)	-30,4%
Servicios Públicos	73	115	(42)	-36,5%
Seguros	1.482	1.063	419	39,4%
Impuestos	858	867	(9)	-1,0%
Participación Social	109	754	(646)	-85,7%
COSTOS DE PRODUCCIÓN	39.094	38.983		

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad

Los costos de producción están directamente amarrados con los ingresos operacionales.

Con relación a los gastos, la EEB implantó el sistema de costos basado en actividades (Costos ABC) en cumplimiento a lo dispuesto por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD y la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Los criterios y factores fueron discutidos y aprobados por el Comité de Gerencia con base en estudios desarrollados por la Gerencia Financiera.

En los costos de producción, las cuentas con mayor participación son los servicios personales (\$5,660 millones), las contribuciones (\$9,001 millones), y depreciaciones (\$13,744 millones). Entre el 2009 y el 2010 no se presentan variaciones significativas.

Gastos de administración: La variación se presenta principalmente por Impuesto de industria y comercio generado por utilidades propias y la actualización de Cálculo Actuarial.

Ingresos, Gastos y Resultados NO Operacionales

La cuenta de provisiones, agotamiento, depreciación y amortización se afecta, principalmente, por \$ 11.862, dando cumplimiento a las normas contables colombianas y en especial a lo establecido en los artículos 63 y 64 del Decreto Reglamentario 2649, EEB contrató a la firma Consultores Unidos S.A. para efectuar el inventario y avalúo técnico de los activos fijos y de los materiales en bodega de la Empresa a mayo 31 de 2010 y de este trabajo surge este ajuste. Adicionalmente, la amortización de las pensiones de jubilación a causa de la actualización comentada anteriormente influye de forma importante en el incremento de esta cuenta.

Los ingresos No operacionales representan la mayor participación del total de los ingresos (94%). Estos ingresos incrementaron en \$442,291 millones, un 46.59% con relación al 2009. El anterior incremento se presenta principalmente porque en septiembre del 2010, se realizaron cortes anticipados de utilidades en las empresas: Emgesa, Codensa y Gas Natural.

El siguiente cuadro presenta el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

Dividendos e Intereses Recibidos - EEB (Cifras en Millones Cop)		
	2010	2009
Dividendos Ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	443.189	226.254
Emgesa S.A. E.S.P.	479.674	213.304
Gas Natural S.A. E.S.P.	116.442	62.841
Interconexión Eléctrica S.A.	2.915	2.749
Banco Popular	174	127
Isagén S.A. E.S.P.	3.849	3.759
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	4.617	1.532
Subtotal Dividendos Ganados	1.050.860	510.566
Intereses Financieros Ganados	134.259	126.352
DIVIDENDOS E INTERES RECIBIDOS	1.185.119	636.918

Fuente: Estados Financieros Año 2010 Departamento de Contabilidad

Otro rubro significativo en el Gasto, es el gasto financiero, que disminuye principalmente en la cuenta de intereses \$ 28.785 que se relaciona con el pago de deuda comentado anteriormente.

Y dentro de otros ingresos encontramos la utilidad por Método Participación de TGI que representó un incremento de \$47.656


3.1.3 Indicadores Financieros

La AEGR dentro de los puntos específicos establecidos por la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006, evalúa los siguientes indicadores financieros que reflejan la gestión en el manejo de los recursos financieros de EEB y el efecto de las decisiones que se tomaron durante el periodo 2010. Estos indicadores han sido agrupados en categorías que reflejan aspectos particulares del desempeño de los estados financieros.


De igual forma estos indicadores han sido calculados sobre el total de cifras reportadas por EEB al SUI y no sobre el servicio de transmisión de energía para efectos de análisis de desempeño de la entidad en su totalidad. Los Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión requeridos por la SSDP basados exclusivamente en el servicio de Transmisión de Energía se presentan en un capítulo independiente.

Indicadores de Rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad para el año 2010 presentaron un incremento significativo con relación al 2009, generado principalmente por el corte anticipado de utilidades realizado en septiembre de 2010.

Rentabilidad Sobre el Patrimonio		
	2010	2009
Utilidad del Ejercicio	1.092.944	723.213
Patrimonio	7.110.757	6.896.263
ROE (Fórmula)	$ROE = Utilidad\ del\ Ejercicio / (Patrimonio - Utilidad\ del\ Ejercicio)$	
ROE	18,16%	11,72%
Variación con Año 2009		6,45%

El ROE incrementó de 11.72% a 18,16% lo que representó un incremento en 6.45% para el 2010. El indicador es positivo, mostrando un buen comportamiento.

Rentabilidad Sobre el Activo		
	2010	2009
Utilidad del Ejercicio	1.092.944	723.213
Activo	9.742.023	8.916.265
ROA (Fórmula)	$ROA = Utilidad\ del\ Ejercicio / Activo\ Total$	
ROA	11,22%	8,11%
Variación con Año 2009		3,11%

De igual forma el ROA incrementó de 8,11 en el 2009 a 11,22% en el 2010.

Indicadores de Liquidez y Solvencia

Los indicadores de liquidez para el periodo 2010 presentaron un desmejoramiento con relación al año anterior (2009).

Liquidez : Prueba Ácida		
	2010	2009
Activo Corriente	1.220.930	370.588
Inventarios	8.548	8.528
Pasivo Corriente	875.589	225.674
Prueba Ácida (Fórmula)	$PA = (\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios}) / \text{Pasivos Corrientes}$	
Prueba Ácida	1,38	1,60
Variación con Año 2009	▼	-0,22

La Prueba Acida para determinar la liquidez de la empresa bajo de 1.60 a 1.38.

Solvencia : Razón Corriente		
	2010	2009
Activo Corriente	1.220.930	370.588
Pasivo Corriente	875.589	225.676
Razón Corriente (Fórmula)	$RC = \text{Activo Corriente} / \text{Pasivo Corriente}$	
Razón Corriente	1,39	1,64
Variación con Año 2009	▼	-0,25

De igual forma, el indicador de razón corriente para determinar la solvencia disminuyó de 1,64 a 1.39.

La disminución de los indicadores de liquidez obedece principalmente a que según Acta número 056 del 14 de diciembre de 2010, la Asamblea General de Accionistas autorizó decretar dividendos por \$704.350, correspondiente a las utilidades del periodo enero 1 a octubre 31 de 2010, los cuales serán cancelados durante 2011. Sin embargo, a pesar de la disminución, es importante resaltar que este indicador ha sido positivo durante los últimos años reflejando una buena gestión por parte de la administración de la Compañía.

Indicadores de Endeudamiento

Nivel de Endeudamiento		
	2010	2009
Pasivo Total	2.631.266	2.020.002
Activo Total	9.742.023	8.916.265
Endeudamiento (Fórmula)	$E = Pasivo Total / Activo Total$	
Endeudamiento	27,01%	22,66%
Variación con Año 2009		4,35%

En cuanto al indicador de nivel de endeudamiento para el año 2010, la EEB mostró un incremento en su endeudamiento del 4,35% con respecto al año 2009. Incremento generado principalmente por los dividendos decretados en el mes de diciembre de 2010 por \$704.350.

A pesar del incremento, la compañía mantiene un bajo nivel de endeudamiento (27%), lo que le permite tener opción de recurrir con facilidad a financiamiento externo para la ejecución de proyectos.

Causal de Disolución

Causal de Disolución			
Código de Comercio. Decreto 410 de 1971			
Art. 457. La sociedad anónima se disolverá: 1. Por las causales indicadas en el art. 218; 2. Cuando ocurran pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento del capital suscrito, y 3. Cuando el noventa y cinco por ciento o más de las acciones suscritas llegue a pertenecer a un solo accionista.			
Capital Suscrito	Patrimonio Neto	Patrimonio Neto Sobre Capital Suscrito	% de Propiedad Accionista Mayoritaria
664.993	7.110.757	1069,30%	Distrito Capital de Bogotá : 81.55%
EEB no se halla en causal de disolución en el periodo 2010			

3.1.4 Otros

3.1.4.1 NIIF-IFRS - Implementación del Modelo General de Contabilidad para las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos.

De acuerdo con la RESOLUCIÓN N° SSPD-20111300002885 del 17-02-2011, se modificó la Resolución 20101300021335 que adopta el Modelo General de Contabilidad para Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, en convergencia con los Estándares Internacionales de Contabilidad e Información Financiera de aceptación mundial, y se derogan las Resoluciones SSPD 20101300046955 y 20101300050115.

Con esta nueva resolución, se define un nuevo cronograma para la implementación:

Fase	Objetivo	Periodo a Ejecutar	Situación actual
La etapa de adaptación y evaluación	Iniciar el proceso de conocimiento, adaptación, y evaluación de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS), atendiendo instrucciones de la Superintendencia. Evaluar las áreas de impacto, basándonos en las	Se llevó a cabo durante los años 2009 y 2010	Finalizado

Fase	Objetivo	Periodo a Ejecutar	Situación actual
	diferencias entre el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios vigente y los nuevos requerimientos técnicos de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS), esta evaluación se realizará sobre los sistemas de gestión, sobre la información legal y de presupuesto, así como también sobre los informes financieros de propósito general, los informes de propósito especial y otro tipo de información financiera.		
La etapa de transición	La Etapa de Transición, tiene como propósito que la Empresa continúe aplicando de acuerdo con los requerimientos vigentes el Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos Domiciliario y de forma alterna las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS) con el fin de analizar los impactos, considerando las experiencias, prácticas y conocimientos particulares logrados en la Etapa de Adaptación y Evaluación.	Se llevará a cabo durante los años 2011 y 2012	Dentro de los términos definidos por la Super Servicios.
La etapa de Adopción	La Etapa de Adopción tiene como propósito consolidar el proceso de implementación de las Normas Internacionales de Contabilidad e Información Financiera (IFRS). En principio y de no existir cambios relevantes en la Normatividad Contable, que sean expedidos por el Consejo Técnico de la Contaduría y afecten a las empresas de servicios públicos, a partir del 1 de Enero de 2013 solo se aplicará lo establecido en las Normas Internacionales de Contabilidad e Información Financiera (IFRS). Se elaboraran los primeros estados financieros	Se llevará a cabo durante el año 2013	Por iniciar

Fase	Objetivo	Período a Ejecutar	Situación actual
	ajustados a las Normas Internacionales de Contabilidad e Información Financiera (IFRS) con corte a 31 de diciembre de 2013; éste contendrá un período de información comparada, preparado sobre la base de los principios contenidos en las Normas Internacionales de Contabilidad e Información Financiera (IFRS). En consecuencia, el Estado de Situación Financiera (Balance General) y el Estado de Resultados preparado durante el año 2012, será tenido en cuenta para establecer la información comparada en la fecha de presentación de los primeros estados financieros bajo las Normas Internacionales de Contabilidad e Información Financiera (IFRS).		

3.1.4.2 Provisiones de Demanda.

La AEGR verificó la correcta contabilización de las provisiones de demanda en las cifras reportadas al SUI. El siguiente cuadro resume el número de procesos vigentes, la cuantía total y el valor de la provisión:

Provisiones de Demanda reportadas al SUI				
Numero Procesos Vigentes	Cuantía	Provisión	Reportadas Correctamente al SUI	Cuenta PUC
187	53.172	28.713	SI	2710

Al 31 de diciembre de 2010 la compañía incluyó una provisión por contingencias derivadas por la suspensión de los beneficios complementarios de energía y recreación a los pensionados de la Empresa por \$35.767, en cumplimiento de lo estipulado en el Acto Legislativo 001 de 2005 que modificó los regímenes especiales de pensiones. Este valor no se incluye en este cuadro.

Conclusiones de Gestión Financiera

En general, puede notarse que los resultados de EEB, son favorables en lo respectivo a los aspectos financieros de liquidez, solvencia y rentabilidad, lo que indica que la Empresa está en capacidad de responder sus obligaciones de corto plazo.

El nivel de endeudamiento de la Empresa es del 27%. Que es un buen indicador, teniendo en cuenta que tiene un buen rango para solicitar créditos bancarios en caso de necesitarlos.

Por lo anterior y de acuerdo con las cifras reportadas en los estados financieros se concluye que EEB es un negocio en marcha, una empresa viable, con adecuados índices de rentabilidad y solvencia, cuyo conocimiento del negocio le permite administrar eficientemente su liquidez con un nivel bajo de endeudamiento a corto plazo.

3.2 Gestión Técnica y Operativa.



3.2 Aspectos Técnicos y Operativos

3.2.1 Mantenimiento de Redes y Equipos.

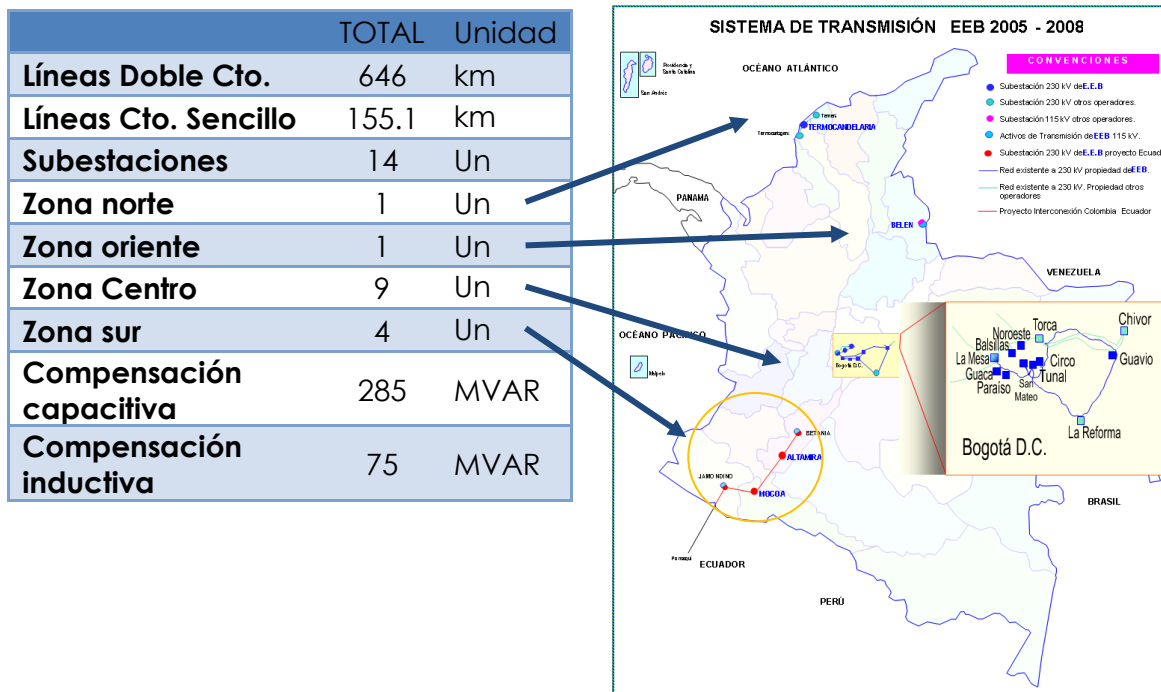
La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB desarrolla la actividad de Transmisión transportando energía eléctrica por redes con niveles de tensión o voltaje igual o superior a 220 KV., realizando la conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y coordinando y supervisando la operación de los activos de transmisión que ella posee.

La infraestructura de transmisión de EEB, y su comparación con la infraestructura total del país se muestra enseguida:

	Longitud de la Red de Transmisión a 230 Kv	Subestaciones a 230 Kv	Bahías de línea	Reactores	Capacitores
STN	11.680	86	395	59	32
EEB	1447	14	50	3	5
Participación EEB	12.4%	16.3%	12.7%	5.1%	15.6%

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión Empresa de Energía de Bogotá.

Geográficamente la localización de los activos se muestra en el mapa siguiente:



Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios-Vicepresidencia de Transmisión

De acuerdo con la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión y Nuevos Negocios, la Empresa cuenta con líneas de transmisión a 230 kV. con una longitud de 1.447 km. Cuenta además con activos a 230 kV. en 15 subestaciones eléctricas (50 bahías de línea), y con bancos de compensación capacitiva (285 MVAR) e inductiva (75 MVAR). Por ubicación geográfica, la empresa se encuentra dividida en cuatro (4) zonas: Norte, Oriente, Centro, Sur (correspondientes a su localización particular en el país)

En la infraestructura eléctrica se incluye el Centro de Control de Transmisión-CCT desde donde se realiza la supervisión, control y coordinación de la operación del Sistema de Transmisión de la EEB, buscando que el servicio de transmisión se preste en condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad. Para tal efecto, se monitorea en forma permanente las subestaciones, la operación y mantenimiento de su sistema de comunicaciones, la coordinación de maniobras y de los mantenimientos de equipos de transmisión, el restablecimiento de las

líneas y subestaciones en caso de emergencia, y la coordinación con el Centro Nacional de Despacho-CND y los Centros de Control y Operación de ISA, Emgesa y Codensa, empresas con las que la EEB tiene fronteras técnicas.

El Mantenimiento a la Infraestructura de Transmisión en la EEB es responsabilidad de la Vicepresidencia de Transmisión. El proceso de Mantenimiento, en términos generales, puede ser apreciado en la siguiente Figura:



Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

La Empresa planea las intervenciones y su ejecución debe ser sometida a autorización por el Centro Nacional de Despacho (CND). El Centro de Control de Transmisión (CCT) es el encargado de la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema de Transmisión de la EEB dentro del SIN.

La Empresa planea, controla y hace seguimiento al mantenimiento de los activos e infraestructura. La ejecución se hace a través de terceros.

Conforme a la regulación vigente, para llevar a cabo el mantenimiento de la infraestructura, la EEB debe reportar el Plan Semestral de Mantenimiento al Centro Nacional de Despacho (CND) cada 15 de

marzo (plan de abril a septiembre) y 15 de septiembre (plan de octubre a marzo) de cada año por medio del Sistema Nacional de Consignaciones. El plan es revisado por el CND. Posteriormente, se autoriza a la Empresa para ejecutar o no los trabajos en la fecha y hora programadas. En caso de que las actividades no sean autorizadas, el CND realiza una reasignación de la fecha y hora para su ejecución.

El incumplimiento de este programa afecta los indicadores de disponibilidad de los activos. Por esta razón, se calcula el indicador de cumplimiento del programa de mantenimiento, como el porcentaje de los mantenimientos ejecutados sobre el programado. De las 33 actividades planeadas para el año 2010, se cumplieron las 33 en forma precisa de acuerdo a la programación mensual entregada y autorizada por el CND.

El valor del indicador a 31 de diciembre de 2010 es del 100%, al igual que en años anteriores.

El informe de Gestión de la Vicepresidencia de Transmisión fue consultado por esta auditoría. Se resaltan las siguientes actividades ejecutadas durante el año 2010 en el área de mantenimiento:

3.2.1.1 Mantenimiento de líneas

El mantenimiento de las líneas de transmisión se divide en dos grandes grupos: El mantenimiento propio de los trazados de las líneas y la Gestión Geotécnica y Obras Civiles.

3.2.1.1.1 Mantenimiento de los trazados de líneas:

Se destacan las siguientes actividades:

- Instalación de la Torre 7AT de la Línea Circo-Tunal y San Mateo-Tunal a 230 kV. en el mes de enero, mejorando las distancias de seguridad en el sector de Arborizadora Alta, Localidad de Ciudad Bolívar.
- Instalación, construcción de la Obra Civil y Conexión de la Torre 97 de la Línea Guavio-Reforma a 230 kV. en el sector de la vereda la Argentina municipio de Medina-Cundinamarca, para mitigar flujo de lodos del río Piri.
- Instalación de separadores torre 20 Fase B en la línea Altamira – Betania
- Corrección de la grapa de suspensión del guarda e instalación de un separador suelto en la torre 163 en la línea Betania – Jamondino.

- Mantenimiento electromecánico general a las líneas Circo – Guavio 1 y 2.
- Reparación conductor 2 hilos rotos fase A en la torre 107 y reparación conductor 2 hilos rotos fase A y C en el vano 62-63 en la línea Jamondino – Mocoa.
- Reparación guarda vano 4_5, y del conductor Fase 4 del vano 79_77 de la línea Circo – Guavio 1 y 2.
- Cambio de aisladores rotos T161, T162, T163, T89 y T90 de la línea Circo – Guavio 1 y 2.
- Reparación por hilos rotos Fase 3 lado izquierdo Vano 70_71 de la línea Circo – Paraiso.

A partir de febrero del año 2010, se inició la ejecución del programa de mantenimiento con Metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), lo que le permitirá a la EEB, reducir tiempos y costos en las actividades.

De la aplicación RCM en el año 2010, se destaca:

Zona Centro:

- Instalación de esquemas redundantes del sector de la Comuna Alfonso López, Localidad de Usme, de la Línea Circo-Tunal y Circo-Paraíso, Torre 99 a torre 101 a 230 kV. en el mes de enero, mejorando la confiabilidad de los aisladores poliméricos.
- Apretada y revisión del torque aplicado en la tornillería de 319 Torres en celosía.
- Instalación de 11466 antiescalatorios en torres en celosía.
- Aplicación de Pintura bituminosa en las patas de 419 Torres.
- Rocería en franja de servidumbre en 95172 metros cuadrados.
- Inspección Visual de 402 km de infraestructura doble circuito.
- Limpieza Placas de numeración aéreas y de estructura en 335 torres.
- Limpieza de bases en 443 torres.
- Limpieza de 3350 metros de cunetas y obras de drenaje a lo largo de los corredores.
- Podas en franja de Servidumbre de 494 individuos.
- Medición de sistemas de puesta a tierra en 122 torres. Y reparación en 48 torres del sistema de puesta tierra.

Zona Sur Occidente:

- Apretada y revisión del torque aplicado en la tornillería de 5 Torres en celosía.
- Instalación de 555 antiescalatorios en torres en celosía.
- Aplicación de Pintura bituminosa en las patas de 55 Torres.
- Rocería en franja de servidumbre en 44278 metros cuadrados.
- Inspección Visual de 137 km de infraestructura doble circuito.
- Limpieza Placas de numeración aéreas y de estructura en 335 torres.
- Limpieza de bases en 98 torres.
- Limpieza de 212 metros de cunetas y obras de drenaje a lo largo de los corredores.
- Podas en franja de Servidumbre de 212 individuos.

3.2.1.1.2 Gestión Geotécnica y Obras Civiles:

- Corredor Sur -Guavio-Reforma-Tunal a 230 kV, Obras de estabilización en las torre 20, Torres 165 construcción de vigas de marre y torre 166 obras de contención en trinchos, cunetas geodrenes y filtros, Torre 248 construcción de filtros, cunetas, geodrenes. Se realizó el diseño de las obras de la torre 177.
- Corredor Central- Circo-Guavio 1 y 2, Obras de estabilización en la torre 16 consistentes en trinchos metálicos. Se realizaron los diseños de las obras de estabilización de las torres 17, 68 y 80.
- Sistema Bogotá, Se ejecutaron obras en la torre 20, Gaviones, trinchos, cunetas, a alcantarilla y filtros, Caracterización Geotécnica del Sistema Bogotá.
- Obras de estabilización geotécnica Torre 79 de la línea Betania-Jamondino a 230 kV.
- Caracterización Geotécnica Zona Suroccidente.

3.2.1.2 Mantenimiento de subestaciones:

Zona Centro:

- Inspección termográfica todas las subestaciones.
- Pruebas End to End sistema de protecciones líneas 230 kV. Guavio-Chivor 1, Guavio-Chivor 2, Guavio-Torca 1, Guavio-Torca 2, y Balsillas-Noroeste.

- Mantenimiento mayor equipos de potencia bahías de línea subestación La Guaca.
- Corrección de puntos calientes en las subestaciones Noroeste, Balsillas y Circo.
- Instalación Bobina de bloqueo fase C banco de compensación 115 kV. subestación Noroeste. Recuperación del banco de compensación al 100% de su capacidad.
- Mantenimiento sistema central de aires subestación Circo.
- Mantenimiento y calibración electroválvulas interruptores subestación Circo.
- Reemplazo de celdas de condensadores en los bancos de compensación de 115 kV. de las subestaciones Tunal y Noroeste.

Zona Sur:

- Inspección termográfica todas las subestaciones.
- Mantenimiento parcial en la subestación Jamondino. Actualización de firmware relés de protección.
- Unificación esquema separación de áreas EEB-ISA, bahías de línea Purnio 1, 2, 3, y 4 subestación Jamondino.
- Mantenimiento Mayor a la bahía de línea de la subestación Altamira hacia Mocoa. Se realizó el cambio del polo del interruptor de la fase A.
- Actualización Información planos control y protecciones en la subestación Mocoa.
- Instalación de relés auxiliares protección diferencial de barras, en la subestación Betania.
- Reemplazo medidor de temperaturas reactor, bahía de línea Jamondino.
- Instalación sistemas de ventilación forzada reactores de línea subestaciones Betania y Mocoa.

Zona Norte:

- Inspección Termográfica subestación.
- Cambio de partes seccionadores de línea y seccionadores de barra corte bahía de línea Termocartagena 2 y corte central.
- Cambio empaquetaduras interruptores de 230 kV diámetro bahías de Línea Termocartagena 2 y Ternera 2.
- Reemplazo de bobinas de disparo interruptor corte de salida bahía de línea termocartagena 2.
- Lavado en caliente, mantenimiento de seccionadores e interruptores en la subestación Termocandelaria.

Zona Oriente:

- Inspección Termográfica subestación.
- Cambio de celdas de condensadores banco de compensación 115 kV.
- Mantenimiento parcial bahías de compensación.

Comunicaciones:

- Mantenimiento preventivo a los enlaces de comunicaciones de Guavio - Chivor, Guavio- Circo, Guavio – Torca , Guavio – Tunal.

El control a la ejecución del mantenimiento programado lo realiza no solo la misma Vicepresidencia de Transmisión, sino directamente el Centro Nacional de Despacho, quien habilita o inhabilita la operación de estos activos y monitorea su disponibilidad o indisponibilidad, en la medida en que autoriza los tiempos en que se deben ejecutar estas operaciones con un preciso cumplimiento de las fechas y horas programadas.

La Empresa ya presentó al Centro Nacional de Despacho el pasado 15 de Septiembre de 2010 la programación del mantenimiento para el periodo Septiembre 2010-Marzo 2011, en cumplimiento no solo de los planes de gestión corporativos y técnicos de la Vicepresidencia de Transmisión, sino igualmente de la regulación vigente.

Opinión:

Las actividades de mantenimiento de las líneas y subestaciones que conforman el sistema de Transmisión de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, durante el año 2010, han sido debidamente planeadas, programadas y ejecutadas, dentro del tiempo previsto y autorizado por el Centro Nacional de Despacho (CND).

La Empresa de Energía de Bogotá, S.A. E.S.P. tiene los controles y las provisiones adecuadas para cumplir con el mantenimiento de la infraestructura de Transporte de Energía en el próximo periodo que por regulación le corresponde, y dentro del propósito de mantener la disponibilidad de sus activos, garantizando así la seguridad, oportunidad, calidad y confiabilidad del servicio de Transmisión.

3.2.2 Inversiones

Se presenta enseguida el plan de inversiones programado y desarrollado por la actividad de Transmisión de Electricidad en el año 2010, con las metas, observaciones y estado a 31 Diciembre y conforme al Plan Estratégico corporativo (PEC) de la EEB:

	Objetivo Estratégico	Proyecto	Presupuesto del proyecto (millones COP)	Meta 2010	Observaciones	Ejecución física	Ejecución presupuestal a Diciembre de 2010 (millones de COP)
P1	Gestionar integralmente los activos	Cambio de interruptores de la Guaca	1.101	Montaje y puesta en servicio de los cuatro interruptores de potencia	Se ejecutó el 100% de las actividades programadas	100%	758,6
P1	Gestionar integralmente los activos	Modernización y reposición de protecciones	836	Instalación de reles, equipos de protección y comunicaciones	Se ejecutó el 100% de las actividades programadas para el período Las actividades se están desarrollando de acuerdo con el cronograma	89%	794,0
P1	Gestionar integralmente los activos	Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT	3.978	Suministros de fibra optica, cargadores de baterías, Adjudicación contrato equipos y asesoría	Se declaró desierto el proceso inicial de contratación de la fibra optica. Se adelanta nuevo proceso. Igualmente para los equipos de comunicación y teleprotección	27%	25,6
A3	Contar con tecnología e información que soporten la estrategia.						
P1	Gestionar integralmente los activos	Ampliación Centro de control de transmisión	295	Adquisición de materiales necesarios para la implementación	Se presentaron demoras por la definición del alcance y de las cantidades requeridas con la nueva arquitectura Continua en ejecución	0%	-
A3	Contar con tecnología e información que soporten la estrategia.						
P1	Gestionar integralmente los activos	Mitigar riesgos de inestabilidad geotecnica en lineas de proyecto Ecuador y Sistema Bogotá	1.211	Contratación y ejecución de obras en torres identificadas como críticas	Se avanza conforme al cronograma establecido	82%	1.048,6
P2	Gestionar integralmente el riesgo.						
P1	Gestionar integralmente los activos	Modernización de registradores de fallas	283	Elaboración terminos de referencia, adjudicación y avance en el proceso de fabricación.	Se presentaron retrasos en el proceso de análisis de ofertas debido a aspectos técnicos de las ofertas recibidas que requirieron aclaraciones por parte de los oferentes.	44%	-
P1	Gestionar integralmente los activos	Cambio de transformadores de tensión en Guavío	227	Solicitud privada de ofertas, evaluación, adjudicación, recepción	Se presentaron retrasos en el proceso de análisis de ofertas debido a aspectos técnicos de las ofertas recibidas que requirieron aclaraciones por parte de los oferentes.	44%	-
P1	Gestionar integralmente los activos	Variante torre 1 corredor sur	1.009	Obtener autorización de las autoridades ambientales pertinentes, para la construcción de la variante, diseños civiles y electromecánicos, negociación, obtención de los derechos de servidumbres. A adquisición de los suministros. Selección del Contratista de Obra	Se Encuentra en etapa de selección de proveedores para suministros de estructura y herrajes. Se establecerá un plan de choque para cumplir con el cronograma previstos.	57%	109,4
						TOTAL	2.736,2

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

El reporte al SUI para los proyectos de Inversión conforme a la nueva resolución 2685 de 30 de Julio de 2010, se hace anualmente y hasta el 30 de Enero del año siguiente.

Al verificar la información del archivo fuente soporte de cargue al SUI, se encuentra que para el año 2010 se registra en el Formato 18 una ejecución de 2.736 millones, coincidiendo con la información de ejecución reportada por la Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios de la Vicepresidencia de Transmisión.

Opinión.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene previstos adecuados programas de inversión para la Infraestructura Electromecánica y civil, asociada a la Actividad de Transmisión de Energía eléctrica, encaminados a mantener y mejorar la calidad, disponibilidad, y continuidad del servicio de energía eléctrica.

3.2.3 Interrupciones y duración de las mismas.

Para determinar la cantidad de interrupciones en el servicio de Transmisión prestado por la EEB, esta empresa realiza el cálculo de las salidas forzadas tanto en las líneas de transmisión como en las subestaciones:

Salidas forzadas Líneas de Transmisión (por cada 100 km) Año 2010.			
Mes	No. Eventos Forzados en líneas ultimo año	Indicador de Salidas Forzadas L/T's	Meta
Ene-10	20	1,41	3
Feb-10	15	1,06	3
Mar-10	9	0,63	3
Abr-10	8	0,56	3
May-10	7	0,49	3
Jun-10	7	0,49	3
Jul-10	7	0,49	3
Ago-10	7	0,49	3
Sep-10	6	0,42	3
Oct-10	8	0,56	3
Nov-10	8	0,56	3
Dic-10	8	0,56	3

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

Para las salidas forzadas en líneas de transmisión durante el año 2010 se ha venido cumpliendo con el indicador, logrando en el mes de Diciembre un valor de 0,56 salidas forzadas. Al finalizar el mismo mes en el año 2009 se obtuvo un valor en el índice de 1,62.

Salidas forzadas Subestaciones Año 2010				
Mes	No. Eventos Forzados acumulados	No. Total de Bahías de Línea	Indicador de Salidas Forzadas S/E's	Meta
Ene-10	23	66	0,35	0,33
Feb-10	22	66	0,33	0,33
Mar-10	25	66	0,38	0,33
Abr-10	25	66	0,38	0,33
May-10	24	66	0,36	0,33
Jun-10	31	66	0,47	0,33
Jul-10	26	66	0,39	0,33
Ago-10	24	66	0,36	0,33
Sep-10	27	66	0,41	0,33
Oct-10	25	66	0,38	0,33
Nov-10	24	66	0,36	0,33
Dic-10	25	66	0,38	0,33

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

Al finalizar el mes de Diciembre de 2009 el índice Salidas forzadas Subestaciones tuvo un valor de 0,42. Para el mismo mes del año 2010 el indicador de Salidas forzadas en las subestaciones, presentó un valor de 0,38, es decir mejorando en relación con el año anterior.

De acuerdo a la regulación vigente, la Empresa cuenta con trece (13) minutos para reportar un evento al CND luego de ocurrido. Durante el año 2010 no se registraron eventos no reportados.

Eventos No reportados a tiempo 2010			
Mes	No. Eventos no reportados a tiempo (acumulado)	No. Total de eventos y maniobras último año (acumulado)	Índice
Ene-10	0	56	0%
Feb-10	0	49	0%
Mar-10	0	52	0%
Abr-10	0	53	0%
May-10	0	47	0%
Jun-10	0	43	0%

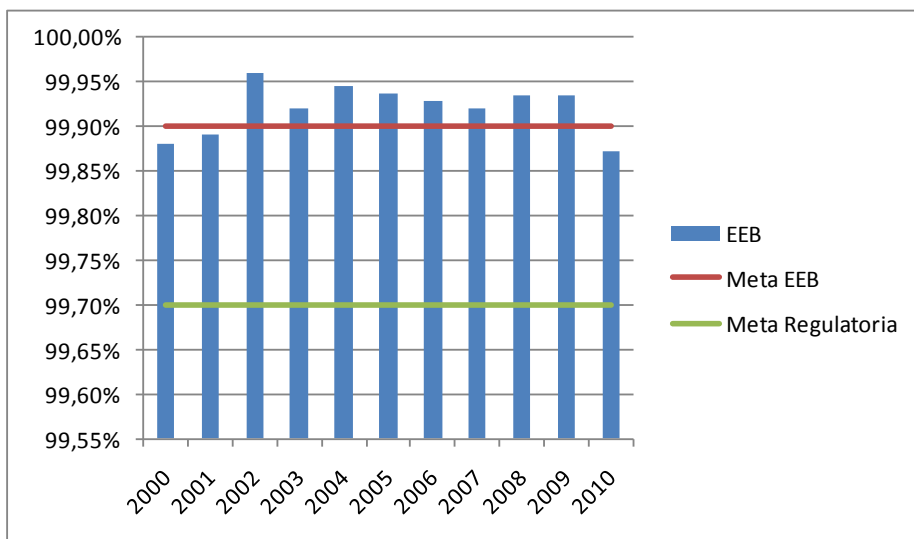
Eventos No reportados a tiempo 2010			
Mes	No. Eventos no reportados a tiempo (acumulado)	No. Total de eventos y maniobras último año (acumulado)	Índice
Jul-10	0	44	0%
Ago-10	0	44	0%
Sep-10	0	44	0%
Oct-10	0	44	0%
Nov-10	0	44	0%
Dic-10	0	45	0%

El indicador no ha variado durante el último año. Se ha logrado reportar todos los eventos ante el CND antes del tiempo máximo permitido

El Indicador que define la gestión de la Transmisión de energía eléctrica es el Índice Disponibilidad de Activos (o de Redes) de Transmisión. Este índice evalúa el grado de continuidad en la transmisión de energía eléctrica por la Empresa y 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 en las 52 semanas anteriores. La disponibilidad del sistema de transmisión a 31 de diciembre de 2010 es de 99.86%.

Índice de Disponibilidad de Activos Año 2010			
Mes	Disponibilidad Activos	Meta regulatoria	Meta interna EEB
Ene-10	99,883%	99,7300%	99,90%
Feb-10	99,880%	99,7300%	99,90%
Mar-10	99,878%	99,7300%	99,90%
Abr-10	99,884%	99,7300%	99,90%
May-10	99,893%	99,7300%	99,90%
Jun-10	99,890%	99,7300%	99,90%
Jul-10	96,882%	99,7300%	99,90%
Ago-10	99,873%	99,7300%	99,90%
Sep-10	99,872%	99,7300%	99,90%
Oct-10	99,872%	99,7300%	99,90%
Nov-10	99,878%	99,7300%	99,90%
Dic-10	99,866%	99,7300%	99,90%

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios



Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

A lo largo del año 2010, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB ha superado ampliamente la meta establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, como ha sido en los últimos 10 años.

Como medida de la gestión técnica del Centro de Control de Transmisión, se utiliza a Disponibilidad de Señales (Red de Comunicación) entre el Centro de Control de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho.

El valor del indicador al 31 de diciembre de 2010 es del 97.82% acumulado, superior a la meta propuesta del 97%.

Índice de Disponibilidad de Señales EEB		
Mes	Disponibilidad Señales	Meta EEB
Ene-10	99,96%	97,00%
Feb-10	99,68%	97,00%
Mar-10	99,82%	97,00%
Abr-10	97,20%	97,00%
May-10	95,65%	97,00%
Jun-10	95,44%	97,00%
Jul-10	98,77%	97,00%
Ago-10	99,50%	97,00%
Sep-10	99,15%	97,00%
Oct-10	99,25%	97,00%
Nov-10	97,89%	97,00%
Dic-10	91,66%	97,00%

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

Opinión:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) , cumplió en el año 2010 con las metas propuestas para la gestión operativa, establecida en la medición de las salidas forzadas de las líneas de transmisión, de las subestaciones, en los eventos no reportados a tiempo, en la disponibilidad de las señales en el Centro de Control de Transmisión y especialmente en la Disponibilidad de los Activos.

Se ha cumplido con el indicador promedio de Disponibilidad de Activos exigido por la Regulación a lo largo del año 2010.

3.2.4 Calidad de la Potencia.

La regulación relacionada con la Calidad de la Potencia suministrada establece los estándares de calidad para un Operador de Red (OR), para Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y para Sistemas de Distribución Local (SDL's). La EEB efectúa su operación sobre el Sistema de Transmisión Nacional (STN), con lo cual este aspecto no aplica.

3.2.5 Pago de Compensaciones

Durante el año 2010 se presentaron los siguientes valores por compensaciones, generadas por incumplimientos en la disponibilidad del servicio:

Compensaciones mensuales 2010				
Mes	Ingresos por Disponibilidad (\$)	Valor Compensado (\$)	% Compensado	Meta
ene-10	6.913.965.892	0,00000	0,00000000%	1%
feb-10	6.943.173.090	0,00000	0,00000000%	1%
mar-10	6.971.998.972	0,00000	0,00000000%	1%
abr-10	7.019.530.970	0,00000	0,00000000%	1%
may-10	7.051.365.888	0,00000	0,00000000%	1%
jun-10	7.020.615.730	61.234	0,00087220%	1%
jul-10	6.947.610.567	999.084	0,01437819%	1%
ago-10	6.948.609.651	0,00000	0,00000000%	1%
sep-10	7.107.859.398	0,00000	0,00000000%	1%

Compensaciones mensuales 2010				
Mes	Ingresos por Disponibilidad (\$)	Valor Compensado (\$)	% Compensado	Meta
oct-10	7.091.827.638	0,00000	0,00000000%	1%
nov-10	7.104.775.547	0,00000	0,00000000%	1%
dic-10	7.176.321.671	9.213	0,00012838%	1%
Total	84.258.509.171	1.069.531	0,00126934%	1%

Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos negocios.

La meta establecida por la Empresa para el Índice de Compensación por Indisponibilidad (porcentaje compensado) es del 1%. De acuerdo al porcentaje compensado respecto a los beneficios liquidados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) por concepto de disponibilidad de los activos (líneas de transmisión y subestaciones), las compensaciones son mínimas, y en promedio son del orden del 0,0012%, mostrando un cumplimiento óptimo frente a la meta.

Durante el año 2009 se compensó \$ 1,0 millones, incrementándose en el año 2010, apenas en \$69.000, es decir el 7%.

Opinión:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB , cumplió en el año 2010, con las metas propuestas de compensaciones.

El valor total de compensaciones para el año 2010, se incrementó solo en un 7%, que en valores absolutos no resulta ser muy representativo.

3.3 Gestión Comercial.



3.3 Gestión Comercial

3.3.1 Nivel de Pérdidas

El nivel de pérdidas comerciales no aplica para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica.

3.3.2 Exposición a Bolsa

Este aspecto no aplica para Transmisión de Energía Eléctrica, actividad que no comercializa en Bolsa de Energía

3.3.3 Porcentaje de Energía Vendida en Bolsa

Este aspecto no aplica para Transmisión de Energía Eléctrica, actividad que no comercializa en Bolsa de Energía

3.3.4 Recaudo y Cartera Comercial

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, Unidad de Negocio de Transmisión, participa de manera directa en la transmisión de electricidad en el Sistema de Transmisión Nacional **STN** de Colombia conectando a las compañías de generación eléctrica con los comercializadores, distribuidores y Usuarios no Regulados.

Los ingresos de transmisión se generan a partir de los derechos pagados por compañías generadoras y comercializadoras por el uso de la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional STN. La CREG define el monto total de los derechos de transmisión de electricidad que deben pagar cada año los generadores y los comercializadores por el uso del STN. Este monto se reparte entre los propietarios de los activos del STN de manera proporcional a la participación de sus activos dentro del monto total de activos del sistema, restándoles las penalidades por la indisponibilidad de sus activos con base en la regulación definida por la CREG.

La administración de este sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica en el Mercado Mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional, lo efectúa la compañía XM expertos en mercados, empresa filial del grupo ISA, a través del sistema **LAC** (Liquidación y Administración de cuentas del STN) con quien la Empresa tiene el contrato para efectuar estas operaciones.

Es XM, directamente la que responde por el recaudo y pago a la Empresa.

La Dirección Operación del Mercado STN de XM, envía el informe de beneficiarios de remuneración por el uso de la Red del STN a la Vicepresidencia de Transmisión, informe en el cual se detallan los valores que le corresponden a la Empresa. El Vicepresidente de Transmisión los revisa, los aprueba y los envía a Tesorería, para que se elabore la factura correspondiente. La factura aprobada es remitida a XM, quien la aprueba e informa a la EEB, que efectivamente el pago se hará en el mes siguiente.

Los ingresos se registran por causación, generando una cuenta por cobrar, contra un ingreso. Esta cuenta por cobrar se convierte entonces en efectivo en un periodo aproximado de 60 días, desde que se causa el ingreso, pasando luego por la revisión del informe de Beneficiarios LAC, enviando la factura a XM, aprobando XM y realizándose el pago correspondiente. Luego la cartera comercial de la Actividad de Transmisión de EEB aunque tiene un periodo aproximado promedio de rotación de 60 días, es fácilmente convertible en efectivo.

Los valores registrados de la Cartera Comercial de la Empresa con corte a 31 de Diciembre de 2010 son como sigue:

Cartera Comercial por edades a diciembre de 2010							
CONCEPTO	Vigente	Vencida: 1 a 30 días	Vencida: 31 a 90 días	Vencida: 91 a 180 días	Vencida: 181 a 360 días	Vencida: más de 361 días	TOTAL
STN	7.956.504.445	8.298.810.131	0	32.250.196	5.112.630	870.877.024	17.163.554.426
XM	7.956.504.445	8.298.810.131	0	32.250.196	5.112.630	488.675.578	
Electrochocó						192.450.518	
Termocartagena						189.750.928	
Por Bolsa	0	0	0	0	0	726.962.575	726.962.575

Cartera Comercial por edades a diciembre de 2010							
CONCEPTO	Vigente	Vencida: 1 a 30 días	Vencida: 31 a 90 días	Vencida: 91 a 180 días	Vencida: 181 a 360 días	Vencida: más de 361 días	TOTAL
Electrochocó.	0	0	0	0	0	3.236.722	
Electrolima.	0	0	0	0	0	7.9537.383	
XM	0	0	0	0	0	644.188.470	
Por Administración Centros de Control y Despacho.						6.078.769	6.078.769
TOTALES	7.956.504.445	8.298.810.131	0	32.250.196	5.112.630	1.603.918.368	17.896.595.770
Porcentaje Ajuste Provisión.	0	0	0	33%	66%	100%	
Valor a Provisionar	0	0	0	10.642.564	3.374.335	1.603.918.368	1.617.935.268

Fuente: Gerencia de Tesorería

La cartera propiamente del Negocio o Actividad de Transmisión de Energía, es decir por concepto del STN asciende a \$17.163 millones, correspondiendo un 95% a cartera corriente de acuerdo a la explicación dada anteriormente.

Del 5% de cartera morosa, \$ 488.675.578 es decir el 2,8% corresponde a deudas que usuarios del STN deben a XM y XM a la EEB. El otro 2,2% corresponde a deudas que quedaron directamente en EEB, toda vez que salieron de XM por problemas de liquidación.

Electrochocó con \$ 192.450.518 y Termocartagena \$ 189.750.928 a través de sus representantes están actualmente en conversaciones con EEB, para firmar acuerdos de pago.

Se registran también aquí deudas antiguas por otros conceptos comerciales relacionados con operaciones que realizaba la antigua empresa integrada y que quedaron en la vigente EEB:

- Venta en Bolsa \$ 726.962.575, los cuales corresponden a deudas de Electrochocó y Electrolima a las cuales se les están realizando gestiones de cobro conjuntamente con el Administrador del sistema XM
- Administración de Centro de Control por \$ 6.078.769

El Total de la Cartera Comercial de la Empresa: STN + Otros conceptos Comerciales antiguos (Bolsa, Centro de Control) asciende a \$17.896.595.770.

De esos \$17.896.595.770, el 90% es cartera corriente. El 1% es moroso a menos de 1 año y el 9% resulta mayor a 360 días con una provisión del 100%.

Los otros conceptos comerciales representan solo el 4% del Total de la Cartera Comercial.

Opinión:

La cartera de la actividad de Transmisión de Energía es una cartera que por la naturaleza de la operación se puede calificar como cartera sana y fácilmente convertible en efectivo. El 95% es cartera corriente de acuerdo al ciclo operativo del negocio.

La gestión de las cuentas de difícil cobro las maneja el Liquidador y Administrador de Cuentas como representante del Transmisor. La mayor parte de los deudores no se observan en los informes de deuda de la empresa, debido a que estas cuentas se encuentran registradas a XM. Otros deudores quedaron directamente en la Empresa y se adelantan gestiones y conversaciones para su recuperación. La cartera de más de un año se encuentra 100% provisionada.

3.3.5 Restricciones

Este aspecto no aplica para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica.

3.3.6 Subsidios y Contribuciones

De acuerdo a los decretos 1122 y 1123 de 2008 (reglamentarios de las Leyes 788 de 2002 y 1117 de 2006, la EEB debe realizar contribuciones al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y al Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE).

Por ser Transmisor de Energía Eléctrica, la EEB no emplea el esquema de subsidios en sus gestiones comerciales.

Las contribuciones al FAER y al PRONE para el año 2010 fueron:

Contribuciones mensuales 2010			
Mes	Contribución FAER	Contribución PRONE	Contribución Total
ene-10	347.217.828	297.914.708	645.132.536
feb-10	420.130.457	284.873.366	705.003.823
mar-10	463.651.362	311.837.425	775.488.787
abr-10	427.953.743	291.575.550	719.529.293
may-10	441.139.803	308.925.408	750.065.211
jun-10	427.655.893	316.015.733	743.671.626
jul-10	436.501.321	318.879.385	755.380.706
ago-10	446.978.891	328.327.538	775.306.429
sep-10	456.658.062	331.305.879	787.963.941
oct-10	468.784.689	333.950.875	802.735.564
nov-10	452.141.520	323.864.895	776.006.415
dic-10	456.978.978	339.425.868	796.404.846
Total	5.245.792.547	3.786.896.630	9.032.689.177

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión-Oficina Administrativa y Financiera.

Para el año 2010 se contribuyeron \$5.245 millones para el FAER y \$3.786 millones para el PRONE, para un total contribuido de \$9.032,7 millones.

Durante el año 2009 se contribuyeron \$5.420,7 millones para el FAER y \$4.000,2 millones para el PRONE, para un total contribuido de \$9.420,9 millones

Los mayores valores en el 2009, corresponden a un acumulado que venía desde el año 2008, conforme a información de la Auditoría de Gestión y Resultados del año 2009.

Estos valores son descontados directamente por XM de la factura por concepto de ingresos del STN.

Opinión:

La EEB ha venido cumpliendo con el esquema de contribuciones propuesto por las Leyes 788 de 2002 y 1117 de 2006 referentes al FAER y al PRONE respectivamente.

3.3.7 Facturación.

Como se indicaba anteriormente en el punto **3.3.4** el proceso de facturación y recaudo se hace a través del Sistema Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), administrado por la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. , compañía filial de ISA.

Los ingresos por Transmisión de Energía para el año 2010 fueron:

Ingresos por Transmisión 2010 [Millones de pesos]	
Mes	Ingresos
ene-10	6.913.965.892
feb-10	6.943.173.090
mar-10	6.971.998.972
abr-10	7.019.530.970
may-10	7.051.365.888
jun-10	7.020.554.496
jul-10	6.947.610.567
ago-10	6.908.464.725
sep-10	7.107.859.398
oct-10	7.091.827.638
nov-10	7.104.775.547
dic-10	7.176.312.462
Total	84.257.439.645

Los ingresos brutos del negocio de transmisión de energía consisten en los montos liquidados por la disponibilidad de las líneas de transmisión y de las subestaciones de la empresa, restando las compensaciones generadas por eventos de indisponibilidad, y restando las contribuciones al FAER y al PRONE. Durante el año, estos ingresos fueron de \$84.257

millones. En el año 2009 fueron de \$ 82.805 millones, lo que representó un aumento de \$1.452.239.645, equivalente al 2%.

Opinión:

La Empresa de Energía de Bogotá, Actividad de Transmisión aumentó sus ingresos en el año 2010, comparativamente con el año 2009 en \$1.452.239.645.

Su proceso de facturación es adecuado y tiene los controles apropiados. Los valores son debidamente conciliados con el operador XM a través del Sistema **LAC** (Liquidación y Administración de cuentas del STN).

3.3.8 Tiempo de Atención en Oficinas.

La EEB no realiza una medición directa del tiempo de atención en oficinas de sus clientes debido a que por la naturaleza del negocio de Transmisión de energía eléctrica no atiende usuarios finales.

3.3.9 Nivel de Satisfacción del Usuario

La EEB Unidad del Negocio de Transmisión de Energía no realiza una medición directa de la satisfacción de sus clientes debido a que por la naturaleza del negocio de Transmisión de energía eléctrica no atiende usuarios finales.

3.4 Aspectos Externos Año 2010



3.4 Aspectos Externos

3.4.1 Naturales.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y particularmente la Actividad de Transmisión de Energía no estuvo afectada por la acción de la naturaleza durante el año 2010.

La EEB cuenta con un Plan de Emergencias, cuyo objetivo textual es:

“Establecer y generar destrezas, condiciones y procedimientos que les permita a los ocupantes y usuarios de las instalaciones de la EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ (...) prevenir y protegerse en casos de desastres o amenazas colectivas que puedan poner en peligro su integridad, previniendo así pérdidas humanas y económicas en propiedad de la empresa”. El alcance de estos planes se extiende a todo tipo de ocupante en cada edificación (empleados, contratistas, proveedores, visitantes regulares y esporádicos, clientes, cuerpos de emergencia) que al momento de presentarse una emergencia se encuentren dentro de las instalaciones.

Dentro de los procedimientos incluidos en cada Plan de emergencias se encuentran definidos los siguientes:

- Procedimiento en caso de accidente por contacto eléctrico.
- Procedimiento en caso de incendio.
- Procedimiento en caso de atentado terrorista.
- Procedimiento en caso de sismo.
- Procedimiento en caso de inundación.
- Procedimiento en caso de emergencia médica.
- Procedimiento para evacuación.

De acuerdo a cada Plan, anualmente se incluye un cronograma de actividades para mantener vigente al plan de emergencia, el cual debe contener las siguientes actividades:

- Ejecución de simulacros parciales y totales.
- Inspección y prueba de equipos y elementos para el control de emergencias.
- Inspección de rutas de evacuación y salidas.
- Reuniones con la brigada.

3.4.2 Precios de los Combustibles.

Los precios de los combustibles no afectan notoriamente la gestión operativa de la EEB, ya que no se cuenta con procesos que demanden grandes cantidades de combustibles. Por tanto este aspecto no aplica en la gestión de la Empresa.

3.4.3 Legales.

La empresa estuvo afectada por los siguientes procesos de carácter legal, los cuales se presentan con corte a Diciembre 31 de 2010:

Instancia	Cantidad Procesos	Cuanfía Total	%	CUANTIA PROVISION
* T.A.C. Sección Primera.- Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas.	2	1.509.374.722	65%	\$ 981.093.569,30
T.A.C. Sección Segunda. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos)	3	574.287.829	50%	\$ 287.143.914,50
T.A.C. Sección Segunda. Demandas de Ley Sexta 92. (Empleados públicos)	8	406.799.612	50%	\$ 203.399.806,00
T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, Y Contractual - Indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas.	7	17.014.431.606	60%	\$ 10.208.658.963,60
T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, Y Contractual - Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales.	10	10.160.237.908	40%	\$ 4.064.095.163,20
T.A.C. Sección Cuarta- Acción de Nulidad y Resoluciones impuestos.	3	4.510.332.572	50%	\$ 2.255.166.286,00
Juzgados Administrativos Primera.- Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas.	0	-	0%	\$ -
Juzgados Administrativos Segunda -. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos. Acciones populares.	14	1.519.649.085	50%	\$ 759.824.542,50
Juzgados Administrativos Segunda - (Demandas de Ley Sexta/92). (Empleados públicos)	20	1.010.616.825	50%	\$ 505.308.412,50
Juzgados Administrativos Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales	6	1.695.180.277	60%	\$ 1.017.108.166,20
Jurisdicción Civil Ordinaria, ejecutivos y indemnizaciones	36	10.540.064.363	60%	\$ 6.324.038.617,80
Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Tribunal Superior y Corte Suprema de Justicia) Trabajadores Oficiales y Trabajadores Privados.	77	4.176.443.254	50%	\$ 2.088.221.627,00
Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Demandas sobre Ley Sexta de 1992)	1	55.299.320	35%	\$ 19.345.610,88
TOTAL	187	53.172.717.373		28.713.404.679

Fuente: Oficina de Litigios EEB

A la fecha cursan las siguientes acciones populares y de grupo:

- Juzgado 40 Administrativo del Circuito de Bogotá: una acción popular, tema Tominé.
- Juzgado 31 Administrativo de Bogotá: una acción popular (1).
- Juzgado 25 Administrativo de Bogotá: una acción popular (1).

- Sección Cuarta del Tribunal Administrativo de Cundinamarca: una acción de grupo y dos acciones populares.
- Juzgado 12 Administrativo del Circuito de Bogotá: una acción popular (1).
- Juzgado 7 Administrativo de Cali: una acción popular (1).
- Juzgado Único Administrativo de Zipaquirá: (1) una acción popular y una acción de cumplimiento
- Juzgado 15 Administrativo de Medellín: una acción popular (1)

Sobre cada una de estas contingencias la Empresa de Energía de Bogotá, S.A. E.S.P. tiene las provisiones correspondientes.

3.4.3 Regulatorios.

3.4.3.1 UPME - Unidad de Planeación Minero Energética

Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2010 -2024, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución 182215 de noviembre 22 de 2010.

Este plan incide en la planeación y gestión de la actividad de Transmisión de la Empresa de Energía de Bogotá por cuanto su objetivo en el Capítulo de Transmisión de electricidad es determinar las obras requeridas para garantizar la atención de la demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica considerando que es el usuario quien paga las inversiones requeridas.

Las obras del Sistema de Transmisión Nacional – STN, nivel igual o superior a 220 kV, definidas en el Plan de Expansión, deben ser ejecutadas a través del mecanismo de libre competencia denominado “Convocatorias Públicas”. Entre estas obras se pueden encontrar las requeridas para incorporar centrales de generación al SIN, las que permiten el abastecimiento de la demanda de electricidad, las que permiten reducir o eliminar los sobrecostos operativos, las que mejoran la confiabilidad o aquellas de propósito múltiple.

La EEB participa activamente en la presentación de ofertas para desarrollar estos proyectos.

- En abril de 2010 se presentó oferta por la convocatoria UPME-01-2008 dentro de este Plan de Expansión. Esta convocatoria tenía por objeto el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV, líneas de transmisión a 500kV y a 230 kV, y obras anexas.

La convocatoria fue adjudicada a la EPM.

- En diciembre se presentó oferta por la convocatoria UPME-01-2009 la cual tenía por objeto la selección de un inversionista para el diseño, adquisición de los equipos, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de tres (3) reactores inductivos de 25 MVAR cada uno, ubicados en las subestaciones de Altamira, Mocoa y San Bernardino a nivel de 230 kV, de las cuales las subestaciones Altamira y Mocoa son propiedad de EEB.

Esta Convocatoria fue adjudicada a la Empresa de Energía de Bogotá.

3.4.3.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Mediante la resolución 110 de 2010, la CREG aprobó la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.

La Empresa cumplió con las actividades requeridas y enmarcadas en la metodología adoptada por la resolución CREG 11/2009, resolución por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Sobre la base de aplicación de estas dos resoluciones, se obtuvieron los siguientes resultados para la Empresa, los cuales se comparan con los que existían aplicando la anterior resolución de la CREG.

Efectos regulatorios en Ingresos de Transmisión EEB 2010			
Valores en \$ millones de diciembre de 2008			
Item	Resolución Creg 26 / 99	Resolución Creg 110 / 10	
Ingreso anual por inversión	57.688	58.300	1,1%
Ingreso por AOM	13.856	14.461	4,4%
Ingreso por servidumbres	1.010	1.471	45,7%
Ingreso por terrenos	67	73	9,2%
Menos servicios a terceros		121	-100,0%
	72.621	74.427	2,2%
Costo de reposición de activos eléctricos			465.769,3
Porcentaje da AOM de Referencia			3,1%

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión-Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios.

3.4.3.3 Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios –SSPD

Resolución SSPD-20102400008055.: Por la cual se unifica en un solo cargue administrativo la normatividad expedida en el sector de energía eléctrica para el cargue de la información al SUI.

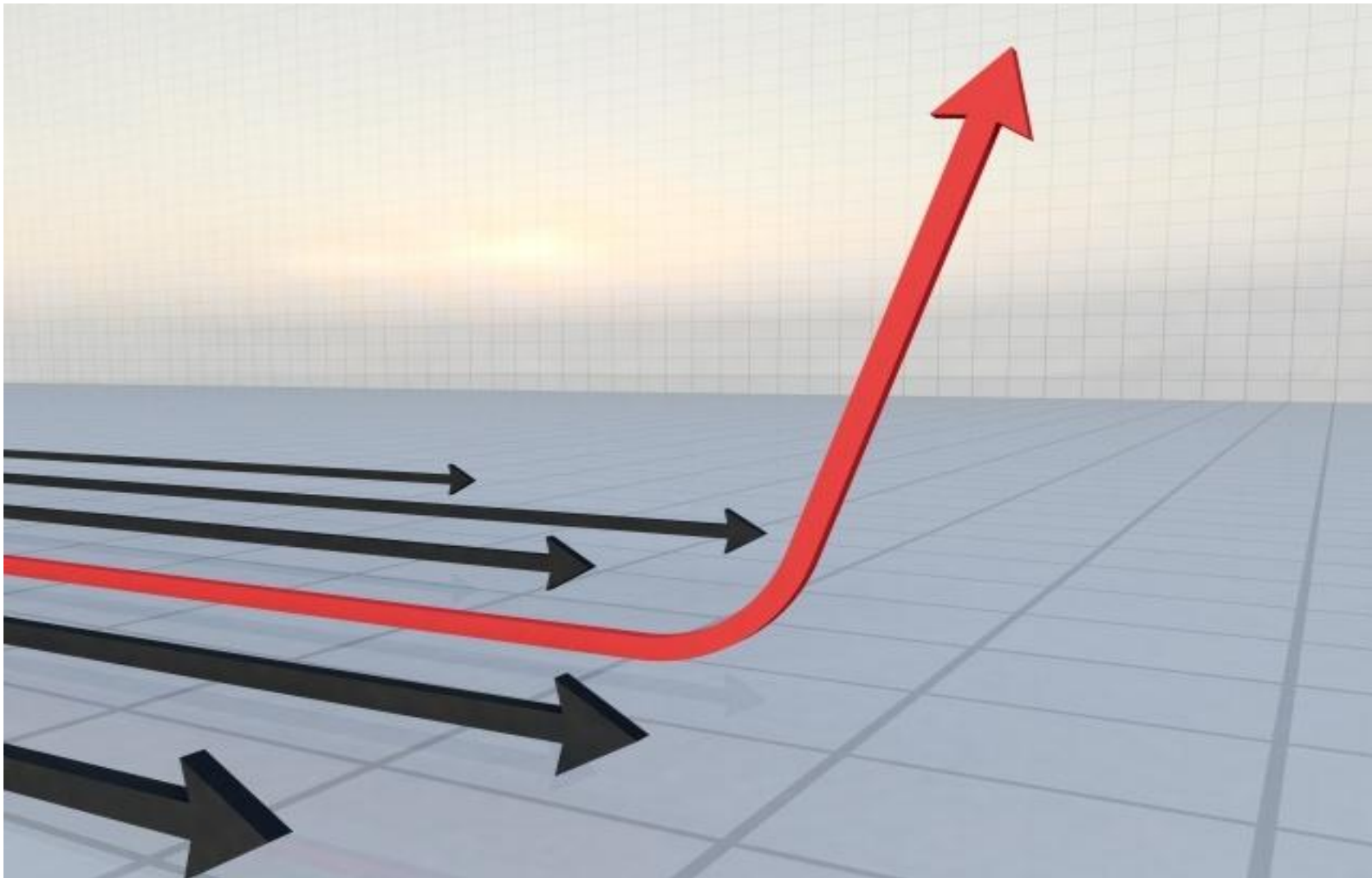
Resolución SSPD-20102400026285: Por la cual se modifica la resolución anterior.

Al respecto la Empresa de Energía de Bogotá, S.A. E.S.P. ya está realizando los cargues de acuerdo a estas disposiciones.

Opinión:

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. durante el año 2010 ha realizado las labores pertinentes como consecuencia de los factores externos que tienen incidencia en su operación y funcionamiento. Así mismo dispone de los planes para atender los impactos que puedan tener a futuro tales factores en su gestión.

4. Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión



4. Indicadores y Referentes de Nivel de Riesgo

La AEGR contempla la verificación y evaluación de los indicadores de gestión aplicables a EEB, con base en los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 para la unidad de transmisión de energía y los referentes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Estos indicadores están definidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y en concordancia con la resolución 072 del 29 de octubre de 2002, expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), donde se establece la metodología, los parámetros y los modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar su gestión y resultados.

Para los cálculos de éstos indicadores, la Vicepresidencia Financiera de EEB, separó la información financiera de la Unidad de Negocios de Transmisión, razón por la cual las cifras utilizadas para los indicadores financieros de la actividad de transmisión no coinciden con los datos consolidados reportados por la Empresa en el informe reportado a través del SUI (Sistema Único de Información), para el año 2010.

El anexo contiene el Plan Contable detallado para el servicio de transmisión de energía que soporta los indicadores evaluados, según lo reportado al SUI.

La siguiente tabla presenta el resultado de los indicadores de evaluación de la gestión y sus respectivos referentes establecidos por la SSPD, con base en los códigos y nombres de las cuentas del Plan de Contabilidad que se deben utilizar para el cálculo de los indicadores. Los indicadores técnicos y comerciales no aplican para el negocio de Transmisión de Energía.

Cuadro Resumen de Indicadores de Gestión					
Grupo de Transmisión de Energía (T)	Aplica Referente?	Resultados EEB 2010	Referente	Resultados EEB 2009	Cumple Referente? 1 = SI 2 = NO 3 = N/A
Rotación Cuentas por Cobrar (días)	NO	-	N/A	-	3
Rotación Cuentas por Pagar (días)	SI	15	30	9	1
Razón Corriente (Veces)	SI	4.28	2.00	21.40	1
Margen Operacional (%)	SI	68,05%	74,67%	69,82%	2
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	SI	1.00	6.00	1.00	3

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2010. Información cargada por EEB al SUI

4.1 Rotación Cuentas por Pagar (días)

Este indicador mide la gestión de la Entidad Prestadora en el pago oportuno de los insumos necesarios. El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

Rotación Cuentas por Pagar		
	2010 PUC	2009 PUC
Cuentas por Pagar - Cuentas PUC	2401 + 2406	
Cuentas por Pagar (En Millones Cop)	2.182	955
Costo de Ventas - Cuentas PUC	6210 + 6360	

Rotación Cuentas por Pagar		
	2010 PUC	2009 PUC
Costo de Ventas (En Millones Cop)	39.094	38.983
Rotación C x P (Fórmula)	$Rotación C x P = (CxP / Costo de Ventas) * 365$	
Rotación C x P (días)	15	9
Variación con Año 2009		6
Referente	30	30
Diferencia con Referente	(15)	(21)

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2010, (Millones Cop)

La rotación de cuentas por pagar refleja un aumento en 6 días en el tiempo promedio que está utilizando EEB para pagar sus deudas con proveedores, pasando de 9 días en el año 2009 a 15 días en el 2010. El resultado para este último año estuvo 15 días por debajo del referente, es decir que lo cumple de forma satisfactoria.

4.2 Razón Corriente (veces)

Indica el cubrimiento que tiene EEB de sus obligaciones de corto plazo.

El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

Solvencia : Razón Corriente		
	2010 PUC	2009 PUC
Activo Corriente Cuentas PUC	11+12+14+15 (Solo la Porción Corriente)	
Activo Corriente	119.197	77.407
Pasivo Corriente Cuentas PUC	2 (Solo la Porción Corriente)	
Pasivo Corriente	27.871	3.617

Solvencia : Razón Corriente		
	2010 PUC	2009 PUC
Razón Corriente (Fórmula)	$RC = \text{Activos Corrientes} / \text{Pasivos Corrientes}$	
Razón Corriente (Veces)	4,28	21,40
Variación con Año 2009	▼	(17,12)
Referente	2,00	2,00
Diferencia con Referente	2,28	19,40

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2010, (Millones Cop)

La razón corriente de la Unidad de Transmisión, se encuentra por encima del referente establecido para el año 2010 (2.00), pasando de 21.40 veces en el año 2009 a 4.28 veces en el año 2010. Esto significa que por cada peso que la entidad debe a corto plazo, cuenta con \$4,28 pesos de sus activos realizables para respaldar la obligación.

Esta variación obedece principalmente al aumento en el pasivo corriente de las cuentas por pagar que aumentaron en \$24,304 millones.

4.3 Margen Operacional (%)

EBITDA corresponde a la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y resultados no operacionales (Earning Before Interest, Taxes, Depreciation, Amortization). El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

Margen Operacional (%)		
	2010 PUC	2009 PUC
EBITDA Cuentas PUC	$(42+43-51-53-62-63) + (510209 + 510210 + 510211 + 510212 + 510213 + 5340 + 5344 + 5345 + 750562 + 7520) + (5330 + 5331 + 7515) + (5313 + 7565)$	
EBITDA	63.548	64.465

Margen Operacional (%)		
	2010 PUC	2009 PUC
Ingresos Operacionales PUC	42 + 43	
Ingresos Operacionales	93.390	92.333
Margen Operacional (Fórmula)	$MO = (EBITDA / Ingresos Operacionales) * 100$	
Margen Operacional (%)	68,05%	69,82%
Variación con Año 2009	▼	-1,77%
Referente	74,67%	74,67%
Diferencia con Referente	-6,62%	-4,85%

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2010, (Millones Cop)

El margen operacional presentó una disminución de 1.77% pasando de 69,82% en el 2009 a 68,05% en el 2010, este indicador se encuentra 6.62% por debajo del referente establecido por la CREG que se encuentra en el 74,67% para el 2009.

En el documento de Informe de Gestión de la VT 2010, publican este mismo indicador llamado "Margen EBITDA" en 74.60% y uno llamado "Margen Operacional" en 54.47%, La diferencia en las cifras se debe a que la EEB internamente excluye las contribuciones FAER y PRONE del cálculo ya que dichas contribuciones no dependen de la gestión del negocio. La EEB calcula estos indicadores de la siguiente forma:

Margen Operacional (Fórmula)	$MO = (MO = [Ingresos Operacionales - Costos de Producción (incluye costos asignados del corporativo)] / Ingresos Operacionales - FAER - PRONE) * 100$
Margen EBITDA (Fórmula)	$ME = (Ingresos Operacionales - Costos de Producción (incluye costos asignados del corporativo) + Depreciaciones + Amortizaciones) / Ingresos Operacionales - FAER - PRONE) * 100$

Para el cálculo de los indicadores internos, EEB no excluye de los gastos los impuestos operativos (PUC 7565), ni ninguno de los valores asignados por el corporativo (PUC Cuentas 5).

4.4 Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)

Informa sobre la capacidad de generación de fondos por parte de la Empresa para el pago de los gastos financieros. La siguiente fórmula se utiliza para hallar el indicador:

$$\text{Cubrimiento Gastos Financieros (veces)} = \frac{\text{EBITDA}}{\text{Gastos Financieros}}$$

La CREG en el Anexo 2 de la Resolución CREG 072 de 2002, modificado por la Resolución CREG 034 de 2004, establece que el Referente para este indicador no podrá ser inferior a uno punto dos (1.2), y si los gastos financieros son iguales a cero y el EBITDA es positivo, el indicador toma el valor de uno (1).

De acuerdo a los estados financieros suministrados por el Departamento de Contabilidad de EEB, se observa que los gastos financieros de EEB están relacionados con actividades diferentes al negocio operacional de transmisión, por lo cual éstos son iguales a cero (\$0.00).

5. Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo



5. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo y Concepto General Nivel de Riesgo

La siguiente tabla presenta el cálculo de los indicadores clasificación por nivel de riesgo, definidos en la resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG 034 de 2004. Ningún ente regulador ha establecido referentes para estos indicadores por lo tanto se hace el análisis con respecto a indicadores obtenidos en periodos anteriores.

INDICADORES - Diciembre de 2007 a 2010 - Negocio de Transmisión					
Indicador	Variación 2010 - 2009	2.010	2.009	2.008	2.007
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo	▲	0.05	0.04	0.00	0.00
Rentabilidad del Activo	▼	13,86%	16,28%	17,36%	13,86%
Rentabilidad del Patrimonio	▼	11,10%	16,53%	13,25%	10,06%
Rotación Activos Fijos	▼	0,28	0,35	0,30	0,23
Capital de Trabajo Sobre Activos	▼	4.73%	19,00%	6,34%	4,86%
Servicio de Deuda Sobre Patrimonio	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Flujo de Caja Sobre Servicios de Deuda	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Flujo de Caja Sobre activos	▲	13,44%	6,09%	16,24%	-11,02%
Ciclo Operacional	-	N/A	N/A	N/A	N/A
Patrimonio Sobre Activo	▼	93,40%	98,45%	98,10%	98,56%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	▲	92,13%	58,89%	100,00%	100,00%
Activo Corriente Sobre Activo Total	▲	26,00%	19,49%	7,20%	13,73%

5.1 Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo

Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo	
	2010 PUC
EBITDA (Cuentas PUC)	(42+43-51-53-62-63) + (510209 + 510210 + 510211 + 510212 + 510213 + 5340 + 5344 + 5345 + 750562 + 7520) + (5330 + 5331 + 7515) + (5313 + 7565)
EBITDA (En Millones Cop)	63.548
Pasivo Total (Cuentas PUC)	2
Pasivo Total (En Millones Cop)	30.251
Pasivo Corriente (Cuentas PUC)	2 (Porción Corriente)
Pasivo Corriente (En Millones Cop)	27.871
Impuesto de Renta (Cuentas PUC)	531301
Impuesto de Renta (En Millones Cop)	16.005
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo (Fórmula)	$(\text{Pasivo Total} - \text{Pasivo Corriente}) / (\text{EBITDA} - \text{Impto Renta})$
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo	0,05

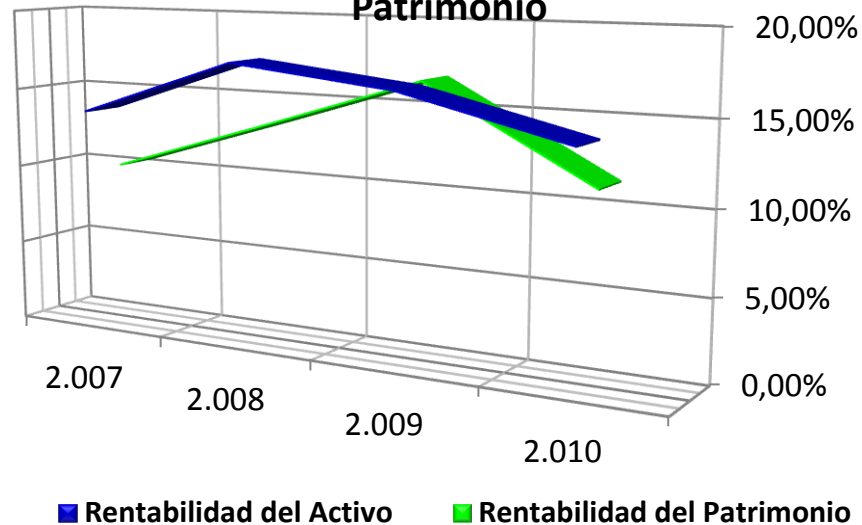
Este indicador incrementó de 0.04 en el 2009 a 0.05 para el 2010 por el cambio en la cuenta PUC 2910 "Ingresos Recibidos por Anticipado" que fueron aplicados como "No Corriente" dentro del Pasivo.

5.2 Rentabilidad del Activo y del Patrimonio

Rentabilidad del Activo	
	2010 PUC
EBITDA (Cuentas PUC)	(42+43-51-53-62-63) + (510209 + 510210 + 510211 + 510212 + 510213 + 5340 + 5344 + 5345 + 750562 + 7520) + (5330 + 5331 + 7515) + (5313 + 7565)
EBITDA (En Millones Cop)	63.548
Activo Total (Cuentas PUC)	1
Activo Total (En Millones Cop)	458.423
Rentabilidad del Activo (Fórmula)	(EBITDA / Activo Total) * 100
Rentabilidad del Activo	13,86%

Rentabilidad del Patrimonio	
	2010 PUC
EBITDA (Cuentas PUC)	(42+43-51-53-62-63) + (510209 + 510210 + 510211 + 510212 + 510213 + 5340 + 5344 + 5345 + 750562 + 7520) + (5330 + 5331 + 7515) + (5313 + 7565)
EBITDA (En Millones Cop)	63.548
Gastos Financieros (Cuentas PUC)	5801+5802
Gastos Financieros (En Millones Cop)	0
Impuesto de Renta (Cuentas PUC)	531301
Impuesto de Renta (En Millones Cop)	16.005
Patrimonio (Cuentas PUC)	3
Patrimonio (En Millones Cop)	428.172
Rentabilidad del Patrimonio (Fórmula)	((EBITDA-Gastos Financieros-Impto Renta))/ Patrimonio)*100
Rentabilidad del Patrimonio	11,10%

Gráfica - Rentabilidad del Activo y del Patrimonio

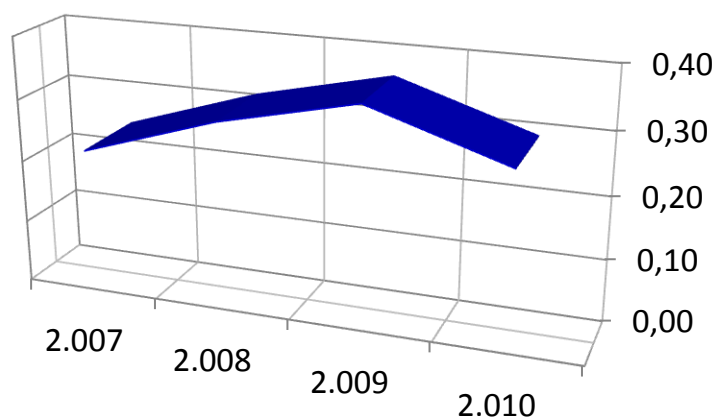


Tanto la rentabilidad del Activo como del Patrimonio han tenido un comportamiento similar en el periodo 2007-2009. Ambos indicadores tuvieron un declive para el 2007, seguido de un incremento entre el 2008 y el 2009. Para el año 2010 la rentabilidad del patrimonio disminuyó de 16.53% en el 2009 a 11.10% para el 2010. En cuanto a la rentabilidad del activo disminuyó a 13.86% en el 2010.

5.3 Rotación de Activos Fijos

Rotación de Activos Fijos	
	2010 PUC
Ingresos Operacionales (Cuentas PUC)	42 + 43
Ingresos Operacionales (En Millones Cop)	93.390
Activo Fijo (Cuentas PUC)	16
Activo Fijo (En Millones Cop)	335.069
Rotación de Activos Fijos (Fórmula)	Ingresos Operacionales / Activo Fijo
Rotación de Activos Fijos	0,28

Gráfica - Rotación Activos Fijos



■ Rotación Activos Fijos

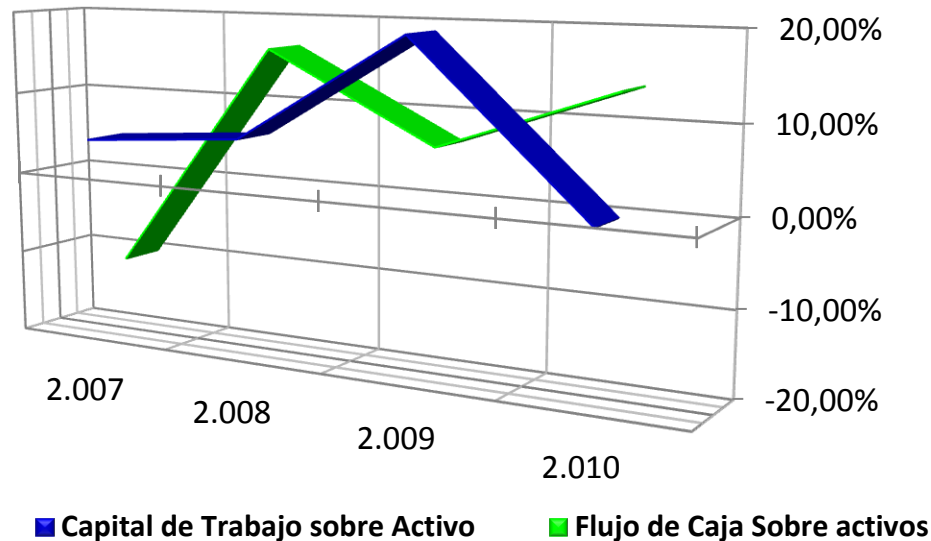
La rotación de activos fijos se ha mantenido estable en el rango 0.28 a 0.35 durante el periodo 2007 a 2010.

5.4 Capital de Trabajo sobre Activo y Flujo de Caja sobre Activo

Capital de Trabajo Sobre Activos	
	2010 PUC
Capital de Trabajo (Cuentas PUC)	12+14+15-2401-2406-25 (solo porción corriente)
Capital de Trabajo (En Millones Cop)	21.685
Activo Total (Cuentas PUC)	1
Activo Total (En Millones Cop)	458.423
Capital de Trabajo Sobre Activos (Fórmula)	$(\text{Capital de Trabajo} / \text{Activo Total}) * 100$
Capital de Trabajo Sobre Activos	4,73%

Flujo de Caja Sobre Activos	
	2010 PUC
Flujo de Caja (Cuentas PUC)	EBTIDA - (Capital de Trabajo - Capital de Trabajo del año Anterior) - (Activo Fijo - Activo Fijo del Año Anterior)
Flujo de Caja (En Millones Cop)	61.592
Activo Total (Cuentas PUC)	1
Activo Total (En Millones Cop)	458.423
Flujo de Caja Sobre Activos (Fórmula)	$(\text{Flujo de Caja} / \text{Activo Total}) * 100$
Flujo de Caja Sobre Activos	13,44%

Gráfica - Capital de Trabajo sobre Activo y Flujo de Caja sobre Activo



El capital de trabajo presentó un incremento en el 2009 y posteriormente una disminución en el año 2010. El flujo de caja sobre los activos ha presentado grandes variaciones en el periodo 2007 a 2010 entre -11.02% y cerrando el 2010 con un indicador en 13.44%.

5.5 Servicio de la deuda sobre el patrimonio y Flujo de Caja sobre servicio de la deuda

Servicio de Deuda Sobre el Patrimonio	
	2010 PUC
Servicios de Deuda (Cuentas PUC)	5801+5802+23 (Cta 23 es Cte y del Año 2009)
Servicios de Deuda (En Millones Cop)	0
Patrimonio (Cuentas PUC)	3
Patrimonio (En Millones Cop)	428.172
Servicio de Deuda Sobre el Patrimonio (Fórmula)	(Servicio de Deuda / Patrimonio)*100
Servicio de Deuda Sobre el Patrimonio	0,00%

Flujo de Caja sobre servicio de la deuda	
	2010 PUC
Flujo de Caja (Cuentas PUC)	EBTIDA - (Capital de Trabajo - Capital de Trabajo del año Anterior) - (Activo Fijo - Activo Fijo del Año Anterior)
Flujo de Caja (En Millones Cop)	61.592
Servicios de Deuda (Cuentas PUC)	5801+5802+23 (Cta 23 es Cte y del Año 2009)
Servicios de Deuda (En Millones Cop)	0
Flujo de Caja sobre servicio de la deuda (Fórmula)	(Flujo de Caja / Servicio de Deuda)*100
Flujo de Caja sobre servicio de la deuda	0,00%

Debido a que la EEB no tiene Servicio de Deuda para el servicio de Transmisión de Energía, el Servicio de la deuda sobre el patrimonio y el flujo de caja sobre servicio de la deuda presentan el indicador en cero (0.00). Estos indicadores han sido constantes para el periodo 2007 a 2010.

5.6 Pasivo Corriente sobre Pasivo Total

Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	
	2010 PUC
Pasivo Total (Cuentas PUC)	2
Pasivo Total (En Millones Cop)	30.251
Pasivo Corriente (Cuentas PUC)	2 (Porción Corriente)
Pasivo Corriente (En Millones Cop)	27.871
Pasivo Corriente sobre Pasivo Total (Fórmula)	$(\text{Pasivo Cte.}/\text{Pasivo Total}) \times 100$
Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	92,13%

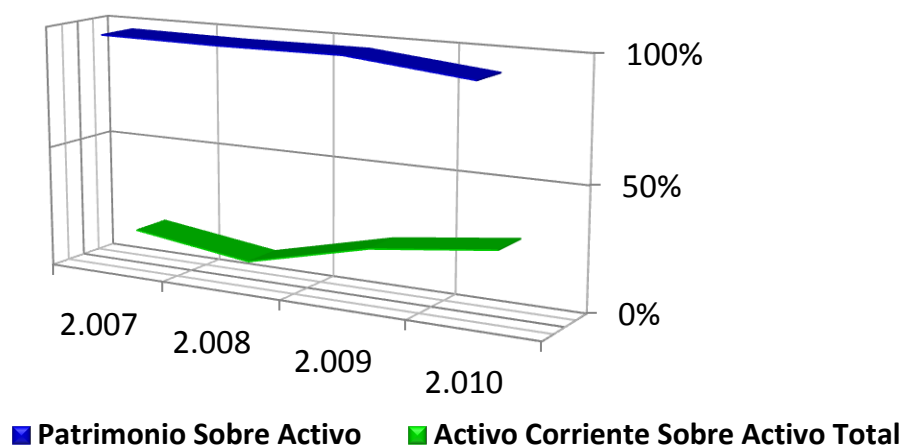
Este indicador incrementó de 58.89% en el 2009 a 92.13% para el 2010 por el incremento en la cuenta acreedores.

5.7 Patrimonio sobre Activo y Activo Corriente sobre Activo Total

Patrimonio Sobre Activo	
	2010 PUC
Patrimonio (Cuentas PUC)	3
Patrimonio (En Millones Cop)	428.172
Activo Total (Cuentas PUC)	1
Activo Total (En Millones Cop)	458.423
Patrimonio Sobre Activo (Fórmula)	$(\text{Patrimonio} / \text{Activo Total}) * 100$
Patrimonio Sobre Activo	93,40%

Activo Corriente sobre Activo Total	
	2010 PUC
Activo Corriente (Cuentas PUC)	11 + 12 + 14 + 15
Activo Corriente (En Millones Cop)	119.197
Activo Total (Cuentas PUC)	1
Activo Total (En Millones Cop)	458.423
Activo Corriente sobre Activo Total (Fórmula)	$(\text{Activo Corriente} / \text{Activo Total}) * 100$
Activo Corriente sobre Activo Total	26,00%

Gráfica - Patrimonio sobre Activo y Activo Corriente sobre Activo Total



El indicador de patrimonio sobre activo ha permanecido relativamente estable en el periodo 2007 a 2010 en un rango de 98.56% y 93.40% sin fluctuaciones relevantes. Por su lado, el activo corriente sobre el activo total presentó un cambio favorable para el periodo 2009 y para el año 2010, cerrando con un indicador en 26.00%, el máximo presente durante este periodo.

5.8 Calidad de la Información

La AEGR determina que: Las cifras y la información utilizada por EEB para la obtención de indicadores clasificados por nivel de riesgo, refleja la realidad del negocio de transmisión de EEB para el año 2010. A continuación se presenta un detalle de la información reportada:

	Tipo de información solicitada	Normatividad que lo soporta	Fecha de corte	Fecha límite de entrega o periodicidad	Forma de envío	Observacion GAE
1	Plan contable estados financieros consolidados	Resolución 33635 del 28 de diciembre de 2005. Resolución 25985 del 25 de julio de 2006	Semestral	(I semestre) 31 de julio y (II semestre) 15 febrero año siguiente.	Cargue masivo	Semestre I: Recibido SSPD: 2010-07-30. Semestre II: Recibido SSPD:2011-02-15
2	Plan contable Energía Eléctrica Sistema Interconectado Nacional	Resolución 33635 del 28 de diciembre de 2005. Resolución 25985 del 25 de julio de 2006	Semestral	(I semestre) 31 de julio y (II semestre) 15 febrero año siguiente.	Cargue masivo	Semestre I: Recibido SSPD: 2010-07-30. Semestre II: Recibido SSPD:2011-02-15
3	Sistema de costos y Gastos por Actividades	Resolución 33635 del 28 de diciembre de 2005. Resolución 25985 del 25 de julio de 2006	Semestral	(I semestre) 31 de julio y (II semestre) 15 febrero año siguiente.	Cargue masivo	Semestre I: Recibido SSPD: 2010-07-30. Semestre II: Recibido SSPD:2011-02-14
4	Como anexos al cargue del plan de contabilidad en el SUI para la información anual se debe cargar como documentos pdf, tiff o doc, los estados financieros básicos a 31 de diciembre como: Balance general, estado de resultados, flujo de efectivo, cambios en posición financiera, cambios en el patrimonio, notas a los estados financieros y actas de aprobación de los estados financieros. (aprobados por representante legal, contador, dictaminados por el revisor fiscal, aprobados por junta y asamblea.)	Resolución 25985 de julio de 2006	Anual	1ro de abril del año siguiente		
5	Cuentas por Cobrar	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Semestral	(I semestre) 31 de julio y (II semestre) 28 febrero año siguiente.	cargue masivo y formulario en línea	Semestre I: Recibido SSPD: 2010-07-30. Semestre II: Recibido SSPD:2011-02-15
6	Cuentas por Pagar	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Semestral	(I semestre) 31 de julio y (II semestre) 28 febrero año siguiente.	cargue masivo y formulario en línea	Semestre I: Recibido SSPD: 2010-07-30. Semestre II: Recibido SSPD:2011-02-15
7	Flujo de Caja Proyectado	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)		El formato no se pudo cargar debido a un error en el sistema. Situación reportada a la Superintendencia.
8	Estado de Resultados Proyectados	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	Fecha de Certificación SSPD: 2011-02-15.
9	Balances Proyectados	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	Fecha de Certificación SSPD: 2011-02-15.

5.9 Concepto General del Riesgo

Según los parámetros y lineamiento establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se identifican los riesgos existentes para EEB con base en los resultados de los indicadores de nivel de riesgo que puedan poner en peligro la viabilidad y sostenibilidad de EEB.

CALIFICACIÓN DEL RIESGO	
Nivel del Riesgo	Observaciones
	<p>La AEGR ha determinado clasificar a la Empresa de Energía de Bogotá con nivel de riesgo bajo (A). Esto obedece al buen nivel general de indicadores presentados para el servicio de Transmisión de Energía.</p> <p>En general, puede notarse que los resultados de EEB, son favorables en lo respectivo a los aspectos financieros de liquidez, solvencia y rentabilidad, lo que indica que la Empresa está en capacidad de responder sus obligaciones de corto plazo.</p> <p>Por lo anterior y de acuerdo con las cifras reportadas en los estados financieros se concluye que EEB es una Empresa viable, con adecuados índices de rentabilidad y solvencia, cuyo conocimiento del negocio le permite administrar eficientemente su liquidez con un nivel bajo de endeudamiento.</p>

6 Control Interno Año 2010



6. Sistema de Control Interno

El marco conceptual del control interno que las empresas del Grupo de Energía de Bogotá adoptan, corresponden al modelo COSO.

Así mismo la EEB S.A. ESP, adoptó el Modelo Estándar de Control Interno – MECI- como una mejor práctica para su gestión

Nuestro concepto sobre el estado de desarrollo del sistema de control interno, se basa en el Modelo Estándar de Control Interno MECI, el cual igualmente se puede alinear y hacer equivalente con el Modelo COSO.

La evaluación se hace sobre los siguientes subsistemas:

- Subsistema de Control Estratégico. Compuesto por el Ambiente de Control, Direccionamiento Estratégico, y Administración del Riesgo.
- Subsistema de Control de Gestión. Compuesto por las Actividades de Control, Información y Comunicación Pública.
- Subsistema de Control de Evaluación. Compuesto por la Autoevaluación, la Evaluación Independiente y los Planes de Mejoramiento.
- Otros aspectos relacionados con documentación y la oficina de control interno.

Para el desarrollo de la evaluación de estos subsistemas se estableció la siguiente metodología:

Revisión de documentación de la compañía, asociada a cada uno de los Subsistemas (Control Estratégico, Control de Gestión, Control de Evaluación).

Entrevista a la Dirección de Auditoría Interna de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB.

Entrevista al Área de Tecnología de la Información de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB

Entrevista a la Gerencia de Recursos Humanos de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB.

Solicitud y entrega de información adicional como fruto de las Entrevistas efectuadas.

Encuesta de Evaluación al sistema de Control interno al interior de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB , elaborada por la Auditoría de Gestión y Resultados 2010, y selección de la muestra correspondiente conjuntamente con la Dirección de Auditoría Interna de la Empresa.

Procesamiento de esta encuesta.

Diligenciamiento de la Encuesta contenida en la Resolución 12295 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por parte de la Auditoría de Gestión y Resultados 2010.

6.1 Subsistema de control estratégico

6.1.1 Ambiente de control

La Empresa tiene identificados los principios corporativos institucionales como son la visión, la misión, principios y valores, los cuales están publicados en la intranet de la Compañía.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. dispone de su Código de Buen Gobierno, el cual estructura, precisa y compila los principios éticos, políticas, valores, normas y directrices empresariales que orientan todas las actuaciones de la Compañía en su conjunto

Para garantizar su desarrollo, implementación, adopción y aplicación, existe el Comité de Gobierno Corporativo.

En el periodo Enero 1 a Diciembre 31 de 2010 el comité se reunió en dos oportunidades, el 18 de Febrero y el 17 de Noviembre de 2010:

En el comité del 18 de Febrero de 2010 los temas tratados fueron:

- Informe de los hechos relevantes en el año 2009 en relación con Gobierno Corporativo.
- Informe de evaluación del Gobierno Corporativo de EEB año 2009.
- Verificación cumplimiento funciones del comité.
- El Comité realizó una evaluación general del Gobierno Corporativo y concluyó que en el período enero-diciembre de 2009, EEB dio cumplimiento al Código de Buen Gobierno establecido en la compañía, no encontrando ningún hallazgo u observación al respecto.

En el comité del 17 de Noviembre de 2010 los temas tratados fueron:

- Informe de los hechos relevantes en relación con Gobierno Corporativo durante el periodo enero 1-octubre 31 de 2010.
- Informe de evaluación del Gobierno Corporativo de EEB con corte a octubre 31 de 2010: El Comité realizó una evaluación general del Gobierno Corporativo y concluyó que en el período enero-octubre de 2010, EEB dio cumplimiento al Código de Buen Gobierno establecido en la compañía, no encontrando ningún hallazgo u observación al respecto.

En cuanto al código de ética de la entidad, este se encuentra publicado en la página de la Empresa y es de amplia divulgación. Tiene su última actualización en Septiembre de 2009 y su objetivo es trazar las pautas generales de comportamiento que deben mantener sus colaboradores, de manera que sus actuaciones se ajusten a los valores corporativos, a las obligaciones asumidas en virtud de la relación laboral y a los principios éticos indispensables para asegurar la transparencia en las relaciones internas, con terceros y con la sociedad

Como parte del componente del ambiente de control se encuentran las políticas, procedimientos y gestión relacionados con el desarrollo del Talento Humano. Al respecto podemos indicar:

Los procesos de selección y contratación están suficientemente descritos y actualizados en el Sistema de Integrado de Gestión SIG de la Empresa a través de la intranet.

El plan de capacitación de la empresa se cumplió al 100% conforme a lo planeado. Se llevaron a cabo 7.141 horas de capacitación para un promedio de 54,9 horas por colaborador. El plan contempla formación para cada uno de los trabajadores por un periodo de tres años.

Desde el año 2008, EEB realiza mediciones de clima organizacional y para tener como referencia los resultados de las mejores empresas, la organización realiza mediciones con el Instituto Great Place To Work. La primera encuesta se aplicó en abril de 2008, la segunda en diciembre de 2008 y la tercera en diciembre de 2009. De forma sostenida, los resultados muestran mejoras significativas. El resultado alcanzado a diciembre de 2009 fue del 77.9%, superior en 7.3% a la meta trazada para 2009 y 11.6% por encima del resultado obtenido en 2008. De acuerdo con los estándares del Great Place To Work, esta calificación indica que el ambiente laboral en EEB es muy satisfactorio. Todas las Vicepresidencias, Direcciones y Secretaría General de EEB, generaron en el 2010 su plan de acción de acuerdo con los resultados obtenidos y las oportunidades de mejora presentadas, el cual se ha venido desarrollando de manera continua en el año. Durante el mes de diciembre se realizó la cuarta encuesta para la medición de clima organizacional en el 2010, con el Instituto Great Place To Work, cuyos resultados se encuentran en procesamiento.

El resultado de la encuesta interna realizada para el ambiente de control dio como resultado un valor de 4,56 sobre 5, es decir un grado alto de cumplimiento.

La pregunta: “Conoce el programa de capacitación de la empresa ¿?” fue calificada con el menor valor con 3,7. Lo que se puede entender que se requiere un poco más de divulgación sobre los programas de capacitación de la empresa.

La pregunta: “Existe compromiso de la alta dirección con las políticas y objetivos de control interno ?” obtuvo el mayor puntaje con 4,8. Lo que se entiende que el personal percibe el compromiso de sus directivas en este sentido.

6.1.2 Direccionamiento estratégico

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene definido suficientemente su direccionamiento estratégico.

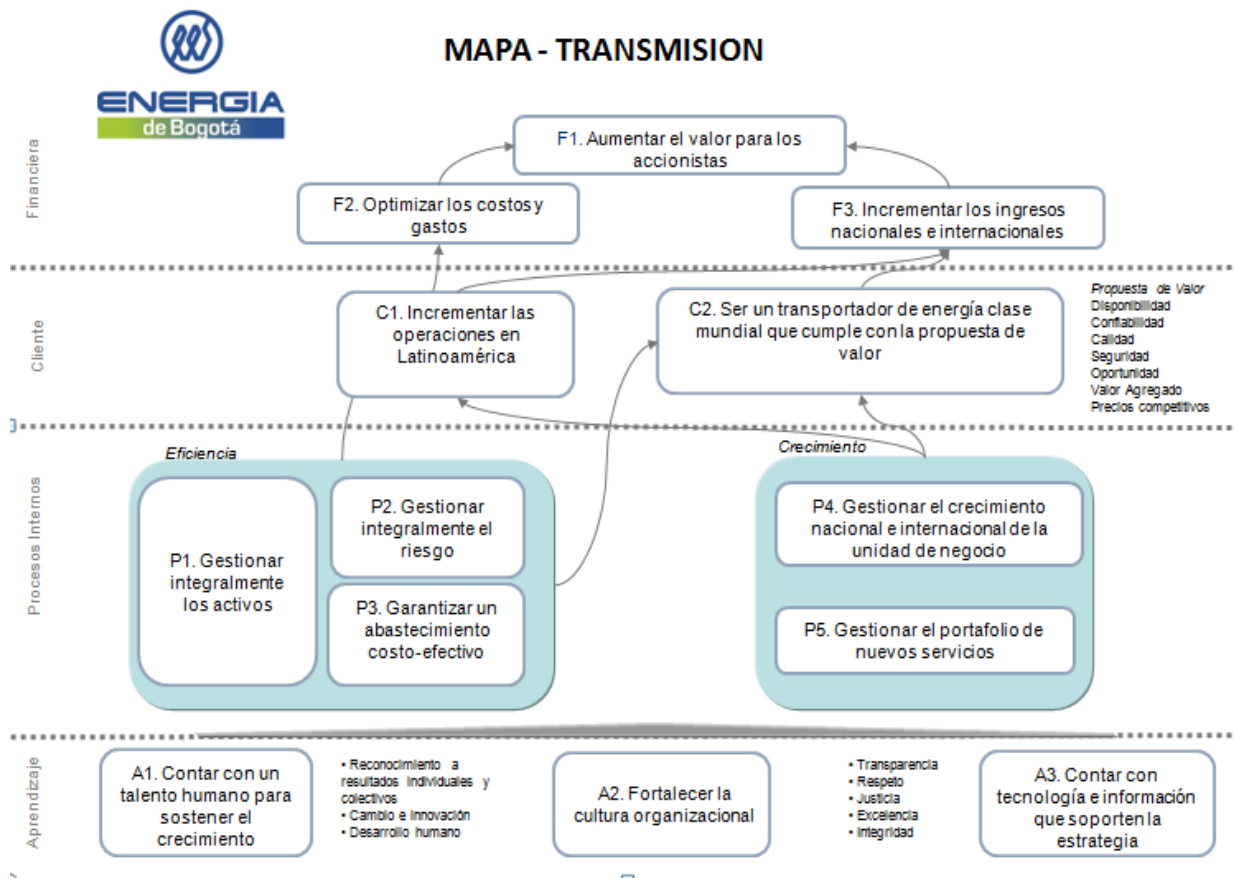
Este direccionamiento estratégico, misión, visión y objetivos estratégicos, se encuentran detallados en el punto 1.4 del Capítulo de Arquitectura de este informe.

El actual Plan Estratégico Corporativo PEC de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. propone una visión de grupo a quince años, con metas intermedias en 4 y 8 años. El PEC de la empresa se ha implementado siguiendo la metodología del Balanced Score Card – BSC.

Las estrategias de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. como Grupo Empresarial EEB y de la Unidad de Transmisión, se enmarcan desde diferentes perspectivas, las cuales contienen objetivos con metas de cumplimiento anual

Hay Diez y nueve (19) objetivos estratégicos a nivel corporativo como grupo empresarial y Trece (13) objetivos estratégicos específicos para la Unidad de Negocio de Transmisión de electricidad. Tanto el Centro Corporativo como las Unidades de Negocio tienen estructurado su propio Mapa Estratégico.

En cuanto al Mapa Estratégico para la Unidad del Negocio de Transmisión de energía eléctrica, son relevantes los objetivos encaminados a garantizar la prestación del servicio, a gestionar la reposición y mejoramiento de la actual infraestructura y la expansión a nivel nacional e internacional. Igualmente se resalta el objetivo que busca gestionar integralmente el riesgo.



Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Las perspectivas de Aprendizaje y Procesos Internos se componen de objetivos, los cuales a su vez contienen iniciativas que son desarrolladas a través de proyectos. Estos proyectos ayudan a impulsar el cumplimiento de las metas que se le asignan a los objetivos. Las perspectivas de Cliente y Financiera solo contienen indicadores y metas.

La evolución, estado a Diciembre 31 de 2010 y prospectiva de los principales objetivos asociados a la prestación del servicio del servicio de Transmisión de la Empresa de Energía de Bogotá, se presentan enseguida:

Perspectiva Financiera:

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
F1	Aumentar el valor para los accionistas	ROE	10,10%	Utilidad Neta/Patrimonio	10,09%	Ejecución según lo presupuestado	11,00%
		EVA (millones)	8.000	NOPLAT - WACC*Capital Invertido	5.117	Aunque el ingreso no creció lo esperado, hubo una adecuada ejecución según lo presupuestado	12.000

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
F2	Optimizar los costos y gastos	MARGEN EBITDA SIN FAER Y PRONE	75,00%	Utilidad Operacional (Sin Prone y sin FAER) + Depreciaciones & Amortizaciones	74,60%	Aunque el ingreso no creció lo esperado, hubo una adecuada ejecución según lo presupuestado	75,00%
		AOM remunerado	116,02%	AOM real / AOM remunerado	124,90%	Los gastos asignados por el corporativo representan una alta carga al valor de AOM real	107,00%
		Gastos asignados por el corporativo	18,00%	Gastos asignados / Costos AOM	27,58%	Hubo una sobre ejecución del gasto asignado por el corporativo con respecto a lo presupuestado para 2010	16,00%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
F3	Incrementar los ingresos nacionales e internacionales	Crecimiento de los ingresos de Transmisión de electricidad	5,00%	(Ingresos Año i / Ingresos Año i-1)-1 (No serán tenidos en cuenta los ingresos por concepto de FAER y PRONE)	0,80%	Aunque los ingresos regulados mejoraron con la aplicación de la nueva res CREG 11/09, el aumento en los ingresos se vió afectado por la TRM utilizada para cálculo de los ingresos por convocatorias.	5,80%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

Perspectiva del Cliente:

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
C1	Incrementar las operaciones en Latinoamérica	Crecimiento infraestructura en otros países	0,00%	Km red adjudicados año i EEB (otros países)	0,00%	Como se tenía previsto, en el año 2010, no se presentó crecimiento del negocio a nivel internacional	350%
		Participación del mercado en Colombia	7.9%	Ingresos EEB por uso del STN/ Ingresos STN Colombia	7,88%	Durante 2010 no se presentaron movimientos en los activos de las empresas del sector en Colombia que hicieran mover sustancialmente este indicador	8%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
C2	Ser un transportador de energía de clase mundial que cumple con la propuesta de valor	Disponibilidad	99,90%	Promedio ponderado de disponibilidad de los activos	99,87%	El incumplimiento se debe al evento ocurrido en la Subestación Guavio, bahía Tunal; originado a causa de la explosión del compartimiento en la salida de línea. Sin embargo se sigue superando ampliamente el indicador mínimo establecido por la CREG. De 99,73%	99,90%
		Cumplimiento requerimientos de tipo ambiental	85,00%	No. de medidas de manejo y/o actividades propuestas en los Planes de Manejo Ambiental ejecutadas a la fecha de corte / No. de medidas de manejo y/o actividades programadas para su ejecución a la fecha de corte.	94,12%	La reforestación compensatoria con especies vedadas en el corredor sur occidente, la cual se debía tener el establecimiento del material vegetal al 100% para el corte del informe, pero quedo en un 50%, dado que el MAVDT mediante Auto 1312 del 13 julio de 2010, definió un cambio del porcentaje de siembra del material vegetal, lo cual originó un retraso para producir y establecer finalmente el material vegetal.	85%
		Indicador de desempeño	100,00%	Mínimo valor entre el índice de desempeño del costo y el índice de desempeño del cronograma en los proyectos PEC	88,00%	Algunos proyectos de la VT presentaron una leve desviación en la programación.	100%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
P1	Gestionar integralmente los activos	inventarios = Valor inventarios / Valor total Activos	2%	Valor inventarios / valor total de activos	2,74%	Indicador de cálculo anual. Se presenta el valor del año pasado, aun estan pendientes las cifras oficiales de Contabilidad.	2%
		Salidas Forzadas de lineas de Transmisión	3	Número de salidas forzadas por cada 100 km año	0,56	Adecuada gestión de mantenimiento	<= 3
		Salidas forzadas de Subestaciones de Transmisión	0,5	Número de salidas forzadas año/ número total de bahías	0,38	Se han presentado fallas dentro de rangos normales de operación y mantenimiento	<= 0,48
		Tiempo de reposición de fallas en lineas	1	Tiempo total forzado lineas (horas) / No. EVENTOS FORZADOS	0,87	Adecuada gestión de mantenimiento	1
		Tiempo de reposición de fallas en subestaciones	2	Tiempo total forzado subestaciones (horas) / No. EVENTOS FORZADOS	8,86	El evento ocurrido en la subestación Guavio, bahía Tunal, ocasiona un pico que afecta este indicador	2
		Indice de accidentalidad	50	Número de días de incapacidad ocasionados por accidentes de personal propio y contratistas	25	Se presentaron 2 accidentes que aumentan el indicador, sin embargo, los días de incapacidad acumulada al año no superan la meta fijada	45
		Compensación	5%	Porcentaje de disminución de los ingresos por incumplimiento de la calidad (Energía No Suministrada)	0,00127%	Las compensaciones a la fecha solamente suman 1 millón de pesos	5%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

Perspectiva procesos internos:

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
P2	Gestionar integralmente el riesgo	Calificación sistema de gestión de riesgos	4,6	Calificación	4,60%	El resultado final de la encuesta de percepción de Sistema de Gestión de Riesgos tuvo una calificación ponderada de 4,65	4,7%
		% de implementación de Acciones propuestas par mitigar riesgos	92%	Acciones Implementadas / Acciones Propuestas	100%	Cumplimiento del 100% en la ejecución de las actividades de mitigación de los riesgos estratégicos, de acuerdo con cronograma establecido a principio de año. 36 actividades programadas para el 2010	93%
		Efectividad en la mitigación de riesgos	71%	Riesgos críticos disminuidos en su valoración /Total Riesgos críticos	60%	Después de implementar las medidas de mitigación establecidas para los 10 riesgos estratégicos, se concluye que 6 de ellos han tenido un descenso en la calificación, ya sea en la probabilidad de ocurrencia o en el impacto.	65%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
P3	Garantizar un costo abastecimiento efectivo	Cumplimiento de Capex de los proyectos	100,00%	Capex ejecutado / capex ofertado	0,00%	Durante 2010 no se desarrollaron proyectos a los cuales llevarles este indicador	100,00%
		Ahorros en OPEX	1,00%	(Valor Presupuestado OPEX en PACC - Valor final de adjudicación) / Valor Presupuestado OPEX en PACC. Nota. Presupuestado=Plan de compras consolidado.	41,00%	En el año 2010 se suscribieron 16 contratos por un valor de \$1,088 millones de un presupuestado para estos mismos contratos de \$1,831, significando un ahorro de 41%	2,00%
		Ahorros en CAPEX	1,00%	(Valor Presupuestado CAPEX en PACC - Valor final de adjudicación) / Valor Presupuestado CAPEX en PACC	75,00%	Se suscribieron 3 contratos por un valor de \$89 millones de un presupuesto de \$361 millones para los mismos contratos	2,00%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
P4	Gestionar el crecimiento nacional e Internacional	Efectividad en las propuestas de inversión	25%	Proyectos adjudicados en \$ / Proyectos ofertados en \$	14%	Aunque EEB resultó adjudicataria de la convocatoria UPME de Reactores, no obtuvo la convocatoria de Nueva Esperanza, la cual representaba una mayor inversión	25%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
P5	Gestionar el portafolio de nuevos servicios	Ingresos adicionales por el portafolio (millones)	395	Valor ingresos adicionales por el portafolio	420,8	Se cumplió con las expectativas de facturación de otros servicios que presta VT	430,7

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

Perspectiva aprendizaje:

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
A1	Contar con Talento humano para sostener el crecimiento	Número de gerentes de proyecto certificados como PMP	3	Cantidad de personas de VT año	2	En 2010 se certificaron 2 profesionales como PMP	3
		Reducción de la brecha de competencias	80,00%	Personas con nivel requerido de competencias / total de personas de transmisión	0,00%	La medición no se realiza en el año 2010. Luego de la determinación realizada para incluir otra firma para el desarrollo del proyecto, se presentó la propuesta correspondiente por parte de la firma consultora Korn - Ferry. Esta propuesta fue aprobada mediante Acta del comité de presidencia No 44 del 2 de Noviembre de 2010 y acta No. 33 del comité de contratos de 28 de octubre de 2010 Debido a este cambio se toma la decisión de no realizar medición en el año 2010. A la fecha se tiene establecido un nuevo cronograma de ejecución para este proyecto.	80,00%
		Cumplimiento del plan de capacitación para VT	100,00%	capacitaciones desarrolladas VT / capacitaciones planificadas VT	100,00%	Los programas de formación se cumplieron de acuerdo con lo establecido. Se impartió capacitación en temas de Impacto en la Productividad (técnicos) , estratégicos, institucionales, y de formación.	100,00%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
A2	Fortalecer la cultura organizacional	Clima organizacional	75,00%	Encuesta Great Place to Work para VT	57,30%	El resultado de la encuesta GPTW para VT fue de 53.7%, con un bajo resultado en todas los ejes evaluados	77,00%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

	Objetivo	Indicador	Meta 2010	Formula del indicador	Avance a Diciembre 31 de 2010	OBSERVACIONES	Meta 2011
A3	Contar con Tecnología e información que soporten la estrategia	Disponibilidad de señales centro de control de transmisión	97,00%	Horas disponibles / Horas totales del año	99,84%	Se presentó un adecuado comportamiento del canal de comunicaciones durante el año	97,00%

Fuente: Gerencia de Planeación Corporativa

La Empresa de Energía de Bogotá. S.A. E.S.P. tiene políticas claras y coherentes frente a la gestión técnica, operativa y financiera, con el objetivo de garantizar la prestación del servicio, así como las previsiones establecidas en el Sistema de Gestión de Riesgos.

Estas políticas se encuentran suficientemente plasmadas y estructuradas en el actual Plan Estratégico corporativo y con una visión de largo plazo

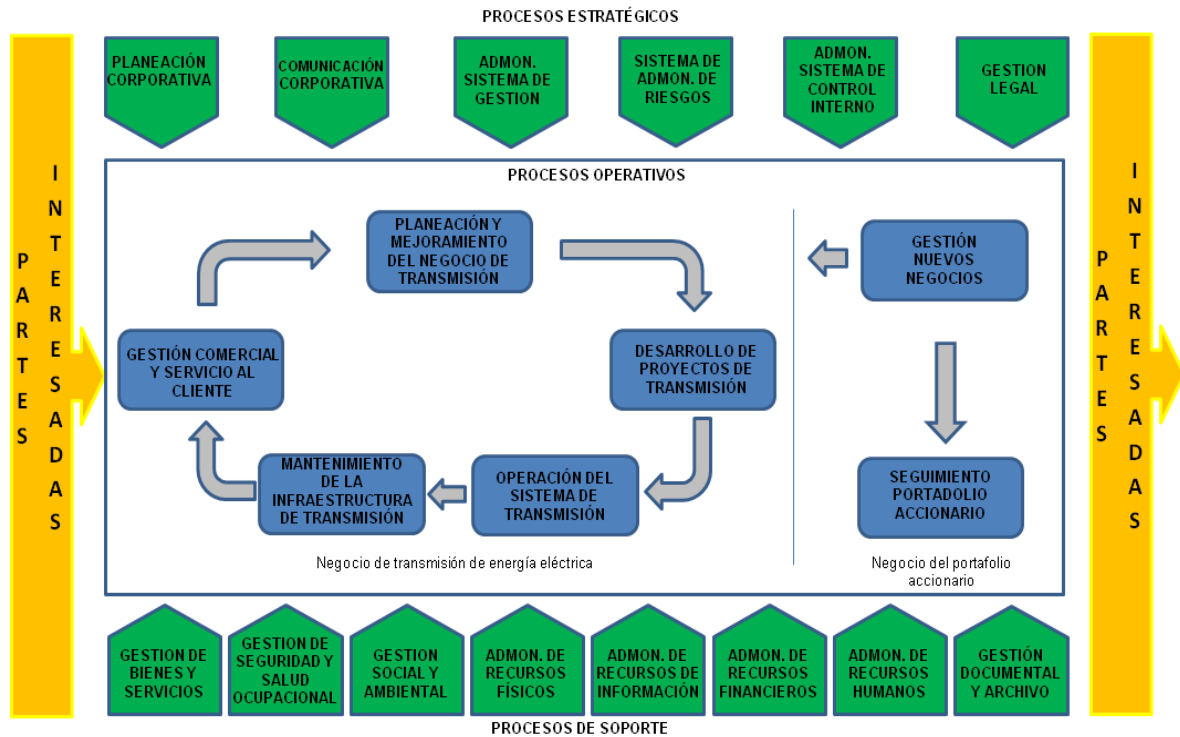
Semanalmente el Comité de Presidencia, Mensualmente Junta Directiva, y Trimestralmente el Comité de Seguimiento al Plan Estratégico han analizado y seguido durante el año 2010 la evolución de los indicadores y el cumplimiento de las metas propuestas para este año.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene establecida y publicada en la intranet, el mapa de procesos donde se identifican los procesos misionales, estratégicos y de apoyo o soporte. Cada uno de ellos tiene documentado su objetivo o misión y están descritas las normas o requisitos que se deben cumplir.

Al interior de ellos se encuentran los procedimientos suficientemente documentados.

La forma en que interactúan los procesos, con el fin de asegurar el cumplimiento de sus objetivos es la siguiente:

MAPA DE PROCESOS EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ – EEB S.A. E.S.P.



Fuente: Intranet Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB

Este esquema conjuntamente con el Organigrama descrito en el punto 1.2 del Capítulo de Arquitectura de este informe reflejan claramente las áreas responsables de los procesos básicos y de apoyo.

El resultado de la encuesta interna realizada para el componente de direccionamiento estratégico dio como resultado un valor de 4,9 sobre 5. Entendiéndose que los colaboradores de la Empresa en general conocen suficientemente bien el direccionamiento estratégico y actúan en concordancia con él.

6.1.3 Administración del riesgo

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, tiene establecida y documentada desde Septiembre de 2008, toda la Política, definiciones, responsables y procedimientos a efectuar en el tema de Administración de Riesgos con plena vigencia en el año 2010.

Textualmente su objetivo es así:

“Establecer los lineamientos que todos los niveles organizacionales de EEB y del grupo deben seguir en materia de administración de riesgos estratégicos, de procesos y proyectos.

El objetivo final del sistema de administración de riesgos es crear un ambiente en el cual la Alta Dirección de EEB pueda tomar decisiones que involucran un elemento de riesgo.

En este sentido el proceso de administración de riesgos se debe mantener por todo el tiempo y a todo nivel a través de las empresas del grupo. La Alta Dirección tiene una responsabilidad general sobre todo el proceso, incluyendo la adopción y mantenimiento de la política, así como el cuidado de los valores que hacen parte de la filosofía de administración de riesgos del grupo EEB”

Este documento de política contiene:

1. Objeto
2. Visión, Valores y Objetivos Estratégicos de EEB
3. Definición de Riesgo
4. Administración de Riesgos
5. Objetivos de la Administración de Riesgos
6. Principales Aspectos a ser Considerados
7. Tipos de Riesgos
8. Criterios para la Valoración de Riesgos
9. Medidas para Administrar Riesgos
10. Funciones y Responsabilidades para la Administración de Riesgos
11. Reporte de Riesgos
12. Efectividad

Durante el año 2010, la Dirección de Auditoría interna, ha liderado el proceso de desarrollo del Sistema de Gestión de Riesgos, el cual incluye la socialización, a partir de la masa crítica definida en los niveles directivos de la compañía y con capacitaciones al gran componente de colaboradores de la compañía. En estas capacitaciones se han incluido temas como Prevención en Lavado de Activos y Financiación del terrorismo, prevención del fraude y hábitos de autocontrol.

El esquema de Gobierno de Gestión de riesgos definido por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB es como sigue:

Individual

Funciones y Responsabilidades

Junta Directiva

- Tener conocimiento de los principales aspectos relativos a los riesgos en la organización.
- Vigilar el cumplimiento efectivo del Código de Buen Gobierno y conocer los asuntos relacionados con el mismo.
- Asistir a la Presidencia en el desarrollo de mejores prácticas de sistemas de administración de riesgos.
- Validación y aprobación de las políticas para la administración de riesgos, así cómo revisar periódicamente el marco de trabajo para el manejo de riesgos.
- Proveer los medios y herramientas, controlar las políticas para su administración.

Comité de Presidencia

- Encargado de establecer las políticas y procedimientos, los roles y responsabilidades para el manejo y reporte de los riesgos en la organización.
- Desarrollar la política y estrategias de mitigación de riesgos
- Análisis del reporte de riesgos
- Recomendación de los niveles aceptables de riesgo.
- Debe analizar los riesgos de las diferentes áreas y evaluar los impactos potenciales a nivel de toda la organización

Unidades de Negocio / Vicepresidentes

- Responsables por la identificación y valoración de riesgos y preparación del perfil de riesgos

Directores / Gerentes, Jefes

- Responsables por el manejo de riesgos
- Responsables por el reporte de riesgos.

Dirección de Control Interno

- Asistir la identificación y valoración de riesgos del negocio.
- A través del sistema de administración de riesgos promover los principios de autoevaluación de controles y autogestión.
- Asistir en la elaboración del perfil general de riesgos y los mecanismos de reporte de riesgos
- Verificar que las políticas y procedimientos operativos para el manejo de riesgos estén efectivamente implantados.
- Proveer un monitoreo de los riesgos y generar una opinión independiente sobre los riesgos clave de negocio, medidas adoptadas y coordinar el reporte de riesgos al Comité de Auditoría.
- La función de control interno no es directamente responsable del manejo activo de los riesgos en la Empresa, ésta recae en cada área.

El Plan Estratégico EEB 2010-2024 contempla tanto para el Grupo Empresarial, como para la Unidad de Negocio de Transmisión el Objetivo Estratégico “Gestionar Integralmente el Riesgo” definido en el Plan Estratégico de la Compañía, cuyos resultados parciales, se expusieron en el punto anterior **8.1.2**

El sistema de gestión de riesgos establecido, contempla la gestión de riesgos a nivel estratégico, a nivel de procesos y a nivel de proyectos.

Durante el año 2010 se actualizó el mapa de riesgos estratégicos, se trabaja actualmente en el mapa a nivel de procesos y queda pendiente iniciara el mapa de riesgos a nivel de proyectos.

Se identificaron un total de 82 riesgos estratégicos, de los cuales 9 son altos, 37 moderados y 36 bajos.

En la gestión de riesgos para el año 2010, se programaron 36 actividades específicas para ejecutar para los 9 riesgos altos y uno moderado. De acuerdo al informe de la evaluación independiente desarrollada por la Dirección de Auditoría Interna, se ejecutaron las 36 Actividades, es decir un cumplimiento del 100%.

Dentro de los procesos estratégicos del sistema integrado de gestión, se creó el proceso SAR-PR-AR-001 "SISTEMA DE ADMINISTRACION DE RIESGOS", el cual agrupa los siguientes procedimientos:

SAR-P-GR-001 "Gestión de riesgos corporativos".

SAR-P-LF-002 "Gestión para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo".

SAR-P-GS-003 "Gestión de seguros".

Se implementó y puso en producción un software especializado para la Gestión de Riesgos y Auditoría Interna: Enterprise Risk Assessor "ERA", solución informática (software) con el fin de procesar, administrar y controlar el proceso de Gestión de Riesgos de la empresa.

El resultado de la encuesta dio como resultado para el componente de Administración del riesgo una calificación de 4,64 sobre 5.

La pregunta: "Se han identificado los riesgos que afectan el desarrollo del proceso en el que participa ? fue calificada con el mayor valor con 4,7.

La pregunta: "Conoce el mapa de riesgos de la empresa ?" fue calificada con el menor valor con 4,4.

Lo anterior significa que el componente de Administración de riesgos tiene un grado alto y apreciable de apropiación por parte de la Empresa.

La calificación global para el Subsistema de Control Estratégico dio como resultado un calificación de 4,69 sobre 5, lo que indica que cumple en alto grado dentro del sistema de evaluación.

Conclusiones.

- El Ambiente de Control tiene un grado apreciable de desarrollo en la Empresa de Energía de Bogotá.
- El plan estratégico de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB se encuentra debidamente aprobado por la Junta Directiva de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB. Su grado de ejecución es adecuado con las metas previstas, así como que la Administración conjuntamente con la Junta Directiva realiza su correspondiente seguimiento y control.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene establecidos y suficientemente estructurados los procesos misionales, estratégicos y de apoyo, los cuales están debidamente documentados y divulgados a través del mapa de procesos publicado en la intranet de la compañía. De igual forma los procedimientos que los contienen. Se encuentran descritas las normas o requisitos que se deben cumplir.
- Los procesos básicos y de apoyo establecidos en el mapa de procesos indicado anteriormente son reflejo del organigrama actual de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB actualmente tiene un sistema de gestión de riesgos con un grado importante de desarrollo, el cual incluye el establecimiento de un esquema de gobierno de gestión de riesgos en el que está comprometida la Junta Directiva y los directivos de la organización.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB en el proceso de desarrollo y aplicación del sistema de gestión de riesgos en curso ha logrado en el año 2010, la identificación de los riesgos a nivel estratégico. Ha efectuado el análisis y valoración

correspondiente de los mismos. Se encuentra en curso el desarrollo de los riesgos a nivel de procesos. Continúa trabajando en la implementación del sistema a nivel de proyectos.

- El subsistema de control de Estratégico de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. tiene un grado alto de desarrollo.

6.2 Subsistema de control de gestión

6.2.1 Actividades de control

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene documentado y divulgado su Reglamento Interno de Trabajo, así como divulgadas las políticas, procedimientos e instructivos, mediante el Sistema integrado de Gestión SIG que está divulgado para uso público a través de la intranet

La administración y control de los procesos y procedimientos, su revisión y actualización se encuentran definidos en el Manual de Calidad. Sus procesos y operación están actualmente certificados por la norma ISO 9001-2008 a través de la firma Bureau Veritas Certification.

Como elementos que conforman el sistema de Control interno al año 2010 y las actividades de control asociadas, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta con

- Código de Ética.
- Código de Buen Gobierno.
- Plan Estratégico Corporativo – PEC.
- Balanced Score Card - BSC
- Certificación ISO 9001 Aseguramiento de la Calidad; ISO 14001 Gestión Ambiental; OHSAS 18001 Seguridad y salud ocupacional; NTCGP 1000.

- Sistema Integrado de Medición de Gestión – SIMEG.
- Decisiones de Presidencia.
- Informe mensual de Contratación.
- Seguimiento a Empresas Participadas.
- Sistema Integrado de Gestión.
- Sistema de Información SAP R/3., Sinergy, Porfin, Ada, Citrix, lotus notes, entre otros.
- Comités de Presidencia, Contratación, Inversiones, Control Interno, Financiero, Relaciones Externas, Ambiental.
- Comité de Auditoría de la Junta Directiva.
- Comité de Gobierno Corporativo de la Junta Directiva.
- Estatuto de Contratación y Manual de Interventoría.
- Política integral de seguridad.
- Programa integral de seguros.
- Políticas para la administración y adquisición de bienes.
- Plan de compras
- Contratos vigentes de seguridad.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB actualmente dispone también de un paquete completo de seguros por los siguientes conceptos: Todo riesgo daño material, Sabotaje y Terrorismo, Transporte de Mercancías, Responsabilidad Civil Extracontractual, Infidelidad y riesgos financieros, Manejo Global Comercial, Responsabilidad Civil Directores y Administradores, Vida Grupo Empleados Integrales, Vida Grupo Empleados Convencionados, Accidentes Personales, Incendio, Incendio Deudores, Vida Grupo Deudores, Exequial, Automóviles.

Se dispone de los manuales de cargos y responsabilidades así como que los perfiles de los funcionarios encargados de evaluar la efectividad del sistema de control interno son los adecuados.

La Administración de la Empresa tiene definidos los indicadores críticos del negocio, a los cuales les hace seguimiento a través de las reuniones mensuales de Junta Directiva. Los indicadores se han definido desde las perspectivas Financiera, del Cliente, de procesos internos y de Aprendizaje.

Se evaluó el desempeño de todos los colaboradores, 137 colaboradores que aún permanecen y a 11 que no están en el 2011. Dentro del objetivo estratégico "Contar con un talento humano para sostener el crecimiento" el sistema de evaluación del desempeño busca establecer el cumplimiento de las metas de gestión acordadas entre Jefe y Colaborador. El indicador es anual, para el año 2010. Actualmente la Empresa se encuentra en la fase de cierre y evaluación. La calificación del sistema es individual, ponderada para cada persona y depende del logro de los resultados corporativos, individuales y de equipo, frente a las metas acordadas

Para el componente de Actividades de Control, el resultado de la encuesta dio como resultado una calificación de 4,74 sobre 5. La pregunta: " *Los procesos en los que participa se le han definido indicadores para medir los resultados de los mismos ?* " fue calificada con el menor valor con 4,6.

Lo anterior significa que el componente de Actividades de Control tiene un grado Alto de desarrollo y de apropiación por parte de los colaboradores de la Empresa.

6.2.2 Información

Información Primaria

Como fuente de insumo para la planeación y la orientación a la toma de decisiones, la Administración de la Empresa utiliza el marco legal y normativo, las disposiciones y evolución de los sectores energético y económico en general, las inquietudes, necesidades y expectativas de sus grupos de interés y los sistemas de información internos de la compañía.

Estudia y procesa la normativa expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Superintendencia Financiera, el movimiento del mercado energético nacional, y las políticas y decisiones de los socios, clientes y comunidad en general.

Los proceso denominados Comunicación Corporativa, Administración de Recursos de información y Gestión documental y archivo del Mapa de Procesos descrito en el Punto 8.1.2 de este Capítulo y los sistemas de información dispuestos en la compañía permiten actuar y dar respuesta a los grupos de interés de la compañía.

Información Secundaria

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta con suficientes fuentes internas de información (actos administrativos, manuales, informes, actas, formatos, entre otros) que permiten retroalimentar y surtir las labores, tareas y proyectos que desarrolla.

Así mismo actúa y ejecuta los programas de cumplimiento de compromisos con entes de control y vigilancia. En este sentido es de relevancia el sistema de información denominado Sivicof: Sistema de Vigilancia y Control Distrital. El cual se configuró en el marco de resolución reglamentaria N° 034 de Diciembre 21 de 2009 de la Contraloría de Bogotá. En él, hay que reportar periódicamente información financiera, de aprovisionamiento y de contratos, con periodicidades mensual, semestral, y un informe de gestión anual.

Sistemas de Información:

Los principales y más importantes sistemas de información con los que cuenta actualmente la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB son:

SAP. Módulos implantados a través del sistema R/3: Gestión Financiera, Gestión de costos, Tesorería, Gestión de Materiales, Mantenimiento de Planta, Recursos humanos, Nomina.

PORFIN: Es una herramienta utilizada para manejar las inversiones temporales desde el punto de vista financiero y contable.

ADA: Es un aplicativo desarrollado con el propósito de servir de mecanismo de administración y control de todas las operaciones que ocurren sobre las acciones y los accionistas de las compañías, mantener actualizada la composición accionaria, controlar la suscripción y emisión de acciones y el pago de dividendos.

CITRIX: Es una solución para accesos remotos a aplicaciones virtualizadas

LOTUS NOTES: Es una solución informática concebida para el trabajo en equipo.

SISTEMA DE DOCUMENTACION DIGITAL DE EEB: Comprende el conjunto de programas, equipos y procesos tecnológicos para capturar, indexar, enrutar, consultar y almacenar mediante imágenes digitalizadas documentos físicos, en soporte papel y electrónicos de tipo administrativo, legales, fiscales, técnicos e históricos de la Empresa.

SIGEEB: Sistema de Información Geográfico de la EEB. No solo sirve de georeferenciación para la infraestructura eléctrica de la EEB, sino también para almacenar información ambiental, y registros de hojas de vida de las subestaciones y líneas.

En el año 2010, se inició el proyecto de implementación de Telefonía IP lo cual permitirá reducir los costos relacionados con comunicaciones de larga distancia nacional e internacional, entre las empresas del Grupo Energía de Bogotá.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta desde el año 2009, con el Plan de informática para los siguientes cuatro años, cuyo objetivo general consiste en diseñar una guía de planeación para la optimización de la infraestructura de las Tecnologías de Información (TI), acorde con los objetivos del plan estratégico corporativo y con un alcance para el periodo de 2009 - 2013

El plan esta diseñado con indicadores de gestión, asociados a la eficacia en el cumplimiento de actividades, el presupuesto institucional destinado a las TI, el índice de solicitudes realizadas, y la satisfacción del los usuarios de las Tecnologías de información.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB, cuenta con un Plan completo de contingencias y continuidad para los servicios de

Tecnologías de la Información, con la última versión revisada y aprobada por las Directivas de la Empresa en Octubre de 2009, y vigente en el año 2010.

Para el año 2010, se destaca el análisis efectuado sobre las diferentes posibilidades y estrategias de operación y procesamiento ante una contingencia, considerando alternativas internas y externas de respaldo, y se seleccionó e implantó la alternativa de utilizar la infraestructura existente, tanto en Bogotá como en Bucaramanga.

En cuanto a gestión documental se destaca el inicio del proyecto SIGA, el cual a través del **SISTEMA DE DOCUMENTACION DIGITAL DE EEB** busca la modernización del proceso relacionado con la administración de los documentos.

La encuesta de control interno calificó el Componente de Información con 4,58 sobre 5, es decir un grado alto de cumplimiento y apropiación al interior de la Empresa.

6.2.3 Comunicación Pública

Los procesos denominados Comunicación Corporativa, Administración de Recursos de información y Gestión documental y archivo del Mapa de Procesos descrito en el Punto 8.1.2 de este Capítulo y los sistemas de información dispuestos en la compañía permiten la comunicación pública de la Empresa.

Entre estos procedimientos escritos y oficializados se encuentra el reporte al SUI y los mecanismos de control establecidos para asegurar la confiabilidad de la información.

Sobre el resultado de la encuesta interna para el componente de comunicación el resultado fue de 4,6. Quiere decir un grado alto de cumplimiento dentro del sistema de evaluación.

La calificación global para el Subsistema de Control de gestión fue de 4,64, indicando un grado alto e importante de desarrollo en la Empresa.

Conclusiones

- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta con políticas, procedimientos, controles e indicadores, oficializados y divulgados, los cuales son objeto de revisión y actualización periódica.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene un sistema de seguimiento al cumplimiento de sus objetivos estratégicos y de sus indicadores de negocio, lo cual efectúa con periodicidad semanal y mensual, a través de los Comités de Gerencia.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB tiene definidas e implementadas políticas para la adquisición de bienes y servicios, se encuentran definidos los responsables de autorizar las adquisiciones, y se tienen restricciones por montos para las adquisiciones.
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB dispone y utiliza apropiadamente información primaria y secundaria para el cumplimiento de sus objetivos. Cuenta con sistemas de información y comunicación que le permiten desarrollar su actividad empresarial.
- El subsistema de Control de Gestión de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. tiene un grado alto de desarrollo.

6.3 Subsistema de control de evaluación

6.3.1 Autoevaluación

Autoevaluación de Control y Autoevaluación de Gestión.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB en forma periódica y durante el año 2010, ha realizado autoevaluaciones de control y de Gestión a través de:

- Decisiones de Presidencia.
- Auditorías de Calidad.
- Procedimientos del Sistema Integrado de Gestión SIG
- Comité de Presidencia.
- Comité de Contratación.
- Comité de Contratación de la Vicepresidencia de Transmisión.
- Comité Financiero.
- Comité de Inversiones.
- Comité de Relaciones Externas.
- Comité de Sistemas.
- Informe de Contratación Mensual.

6.3.2 Evaluación Independiente

Evaluación Independiente del Sistema de Control Interno

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta con la Dirección de Auditoría Interna, la cual efectúa la evaluación independiente del Sistema de Control Interno mediante el Programa anual de Auditoría. Esta dirección reporta a la Presidencia de la Empresa.

Así mismo y como parte del Código de Buen Gobierno, cuenta con el Comité de Auditoría de la Compañía. Este comité es el responsable de aprobar el plan anual de auditorías, de revisar los resultados de las auditorías y las acciones de mejoramiento.

Este comité tiene definidas y asignadas sus funciones y responsabilidades, conforme lo establece el Comité de Buen Gobierno

En el período Enero- Diciembre 31 de 2010, se efectuaron cuatro (4) Comités de Auditoría, los días 16 de febrero, 18 de marzo, 29 de junio de y 17 de Noviembre 2010.

En el comité celebrado el 16 de febrero de 2010, se trataron los siguientes temas: Revisión Estados Financieros con corte a 31 de diciembre de 2009, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea de Accionistas; Opinión del Revisor Fiscal sobre los Estados Financieros 2009; Informe sobre las principales operaciones con vinculados económicos; Informe del Sistema de Control Interno vigencia 2009.

En el comité celebrado el 18 de marzo de 2010, se trató el siguiente tema: Evaluación solicitud pública de ofertas para la selección del Revisor Fiscal de las empresas del Grupo EEB para el período 2010 – 2011.

En el comité celebrado el 29 de junio de 2010, se trataron los siguientes asuntos: Informe avance plan de auditoría 2010, Informe Gestión de Riesgos 2010 e Informe Auditoría Externa de Gestión y Resultados 2009.

En el comité celebrado el 17 de Noviembre de 2010, se trataron los siguientes asuntos: Revisión Estados Financieros con corte a 31 de Octubre de 2010, antes de ser presentados a consideración de la Junta Directiva y de la Asamblea de Accionistas; Informe principales operaciones con vinculados económicos con corte a Octubre 31 de 2010 ;Opinión del Revisor Fiscal sobre los Estados Financieros con corte a Octubre 31 de 2010; Informe sobre las principales operaciones con vinculados económicos; Informe del Sistema de Control Interno con corte a Octubre 31 de 2010; Informe cumplimiento del Código de Buen Gobierno; Informe decisión sobre el sistema de Gestión de Riesgos.

Auditoría Interna

La Dirección de Auditoría Interna cuenta con métodos, procedimientos y herramientas documentados, los cuales apoyen los procesos de evaluación independiente.

En los procesos de auditoría se incorpora la planeación, ejecución, elaboración de informes y seguimiento. Estos procesos y procedimientos son estándar para todas las auditorías y son objeto de divulgación al personal auditor para aplicar dichos métodos, proceso y herramientas.

Producto de las Auditorías realizadas en el año 2010, se han definido acuerdos sobre las acciones de mejoramiento con las diferentes áreas de la Entidad.

La calificación sobre el componente de Evaluación independiente dio como resultado un valor de 4,56 sobre 5. Es decir un alto grado de desarrollo y cumplimiento.

6.3.3 Planes de Mejoramiento

Como producto de las Auditorías efectuadas a lo largo del año 2010, se han recomendado Oportunidades de mejora, las cuales han sido recogidas por la Administración para generar los planes de mejoramiento institucional y por procesos.

La calificación sobre el componente de Evaluación independiente dio como resultado un valor de 4,68 sobre 5. Es decir un alto grado de desarrollo y cumplimiento.

El subsistema de control de Evaluación dio una calificación global de 4,62, indicando un alto grado de desarrollo.

Conclusión:

- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB en forma periódica realiza autoevaluaciones de control y de Gestión
- La Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB cuenta con la Dirección de Auditoría Interna, la cual elaboró su correspondiente Programa para el año 2010, aprobado por el Comité de Auditoría. En el Periodo Enero-Diciembre de 2010 se ha desarrollado este programa conforme a lo Planeado. Esta Dirección incorpora la planeación, ejecución, elaboración de informes y seguimiento. Así mismo dispone de métodos, procedimientos y herramientas documentados,
- El Subsistema de Control de Evaluación tiene un grado alto de desarrollo en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

6.4 Encuesta interna de evaluación del Sistema de Control Interno.

		CRITERIO DE EVALUACION	%	Escala 1-5
SUBSISTEMA DE CONTROL ESTRATEGICO				
1	1	Componente de Ambiente de Control	91,20%	4,56
1	2	Componente de direccionamiento estrategico	97,14%	4,86
1	3	Componente de administraciòn de riesgos	92,88%	4,64
1		TOTAL SUBSISTEMA DE CONTROL ESTRATEGICO	93,74%	4,69
SUBSISTEMA DE CONTROL DE GESTION				
2	1	Componentes actividades de control	94,76%	4,74
2	1	Componente informaciòn	91,65%	4,58
2	1	Componente de comunicaciòn	92,04%	4,60
2		TOTAL SUBSISTEMA DE CONTROL DE GESTION	92,82%	4,64
SUBSISTEMA DE CONTROL DE EVALUACION				
3	1	Evaluaciòn independiente	91,21%	4,56
3	1	Planes de mejoramiento	93,67%	4,68
3		TOTAL SUBSISTEMA DE CONTROL DE EVALUACION	92,44%	4,62
CALIFICACION FINAL			93,00%	4,65

Resultados encuesta de Control Interno 2010

Opinión:

El Sistema de Control Interno de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. presenta un alto grado de desarrollo.

En el año 2010 ha sido aplicado como una herramienta importante para el logro de los objetivos, la utilización eficiente de los recursos y buscando obtener la productividad necesaria en la empresa.

Los colaboradores de la Empresa encuentran orientadas sus funciones y metas a los objetivos de la organización y la dirección se encuentra comprometida con el mejoramiento continuo de la entidad.

La Empresa desarrolla y gestiona adecuadamente la identificación, valoración, manejo y monitoreo de los riesgos. Implementa así mismo las acciones apropiadas de mitigación para cada riesgo identificado.

El sistema de Control interno, proporciona una seguridad razonable para lograr:

- Efectividad y eficiencia en las operaciones.
- Confiabilidad en la información financiera.
- Cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables.

6.5 Evaluación General del Sistema de Control Interno conforme a encuesta de la Resolución 2295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

SUBSISTEMAS, COMPONENTES Y ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

1. SUBSISTEMA DE CONTROL ESTRATÉGICO:

1. ¿Existe una metodología de Identificación de riesgos que se aplique a los niveles que conforman la organización?

SI NO

Si la respuesta es SI continúe con la pregunta 2. De lo contrario suspenda el diligenciamiento de la encuesta.

2. ¿Respecto de los riesgos asociados a la prestación del servicio, cual es el grado de desarrollo de los elementos constitutivos del riesgo? Marque con una X de acuerdo con el grado de desarrollo para cada elemento:

ELEMENTO DEL RIESGO	GRADO DE DESARROLLO		
	Inexistente	Poco adecuado	Adecuado
Agente generador del riesgo			X
Circunstancias de tiempo			X
Circunstancias de lugar			X
Circunstancias de modo			X
Impacto del riesgo			X
Probabilidad del riesgo			X

3. ¿Las actividades de la prestación del servicio tienen definidos los riesgos?

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Casi Siempre
- d) **Siempre**

4. ¿En la organización se trabaja en la identificación y administración de riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

a) La Oficina de Control Interno o su equivalente ejecuta acciones de verificación tradicional, sin el apoyo decidido del gerente y muy lejos de los conceptos de administración del riesgo.

b) Si bien el concepto es conocido de manera general, no se desarrolla en las dependencias y la Oficina de Control Interno lo hace dentro de conceptos de auditoría convencional, con poca incidencia en la alta gerencia.

c) Se conoce el concepto de administración de riesgos, pero aún se percibe como una tarea de la Oficina de Control Interno. En todo caso el tema es conocido por la alta gerencia.

d) Existe una cultura organizacional que comprende formalmente que es necesario identificar y prevenir riesgos, pero es apoyada básicamente por la alta gerencia, pero en los demás niveles es aún incipiente.

2. SUBSISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN:

5. ¿Existe valoración de los riesgos identificados?. Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

a) Orientada a temas marginales y sin rigor técnico.

b) Orientada a riesgos de poco impacto frente al negocio y su metodología carece de rigor técnico.

c) Orientada a riesgos pero que no tocan la esencia del negocio, salvo excepciones y sin rigor técnico.

d) Orientada a los riesgos críticos del negocio, pero sin alto rigor técnico.

e) Orientada a los riesgos críticos del negocio, con alto rigor técnico.

6. ¿Se diseñan controles para los riesgos identificados?. Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

a) Nunca

b) En algunas ocasiones

c) Solo en el caso que lo soliciten entes de control externo (SSPD, Contraloría, etc.)

d) Casi siempre

e) Siempre

7. ¿Los controles que se diseñan se implementan?

- f) Nunca
- g) En algunas ocasiones
- h) Casi Siempre
- i) Siempre**

8. ¿Se efectúan pruebas a los controles?

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Casi Siempre
- d) Siempre**

9. ¿Los controles han contribuido a la prevención y administración de los riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Suelen ser formales, sin impacto en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- b) Suelen ser formales, y con aporte marginal en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- c) En algunas ocasiones aportan en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- d) Comúnmente efectivos en el mejoramiento y prevención de riesgos.**
- e) Siempre efectivos en el mejoramiento y prevención de riesgos.

10. ¿Existe seguimiento al tratamiento de los riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Solo en el caso que lo soliciten entes de control externo (SSPD, Contraloría, etc.)
- d) Casi Siempre
- e) Siempre**

7. Matriz de riesgos.



7. Matriz de riesgos

MACROPROCESO		PROCESO	RIESGOS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA 1=Baja 2=Media 3=Alta	MAGNITUD DEL IMPACTO 1=Bajo 2=Medio 3=Alto	CONTROL 1=Eficiente 2=Ineficiente 3=Inexistente
ADMINISTRATIVO						
1	11	Admon Personal	Insatisfacción del personal	1	2	1
			Inexistencia de descripción de cargos	1	2	1
			Inexistencia de programas de capacitación y desarrollo	1	2	1
			Desconocimiento de las normas y códigos de conducta	1	2	1
1	12	Otros	Inexistencia de políticas procesos procedimientos	1	2	1
FINANCIERO						
2	21	Planeación Financiera	Inexistencia de un plan estratégico	1	3	1
2	21		Falta de alineación de las proyecciones financieras con el plan estratégico de la empresa	1	3	1
2	21		Incumplimiento de objetivos y metas	1	3	1
2	22	Contabilidad	La información contable no refleje la realidad de la compañía	1	3	1
2	22		Errores en la clasificación de las cuentas	1	1	1
2	22		Ausencia de procedimientos que garanticen el control y la confidencialidad de información	1	2	1
2	22		Incumplimiento de obligaciones o requerimientos legales	1	2	1
2	22		Debilidades en el proceso de comunicación entre los auditores y los responsables de reportar y cargar el SUI	1	1	1
2	23	Presupuesto	Afectación del flujo de caja por adiciones presupuestales.	1	1	1
2	23		Incumplimiento en la ejecución presupuestal	1	1	1

MACROPROCESO		PROCESO	RIESGOS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA 1=Baja 2=Media 3=Alta	MAGNITUD DEL IMPACTO 1=Bajo 2=Medio 3=Alto	CONTROL 1=Eficiente 2=Ineficiente 3=Inexistente
2	24	Gestión de Tesorería	Ausencia de un flujo de caja	1	2	1
2	24		Debilidades en los controles relacionados con los ingresos de la Empresa y con el pago a proveedores	1	2	1
2	24		Incumplimiento de políticas de inversión	1	2	1
2	24		Fraude en Pagos a terceros	1	2	1
2	24		Inadecuada, administración, salvaguarda y custodia de las garantías otorgadas por terceros	1	2	1
2	24		Sanciones o multas por no pago oportuno de impuestos	1	1	1
2	25	Gestión Deuda y Capital	Incumplimiento en los pagos de intereses y de capital	1	2	1
2	25		Deterioro en el patrimonio de los accionistas	1	1	1
2	26	Otros	Inadecuado manejo del sistema de costos que no permita identificar el costo de las actividades	1	1	1
2	26		Falta de investigación y análisis que exponga el portafolio de inversiones a los riesgos de mercado, solvencia y de liquidez.	1	3	1
TECNICO Y OPERATIVO						
3	31	Mantenimiento en redes y equipos	Falla en la prestación del servicio por falta de planeación en el mantenimiento.	1	2	1
3	31		Incumplimiento al programa de mantenimientos presentado al CND	1	2	1
3	31		Falla en la prestación del servicio por control inadecuado a las actividades de mantenimiento efectuadas por parte de contratistas	1	3	1
3	31		Fallo en los equipos de comunicación por falta de mantenimiento	1	2	1
3	32	Inversiones	Inexistencia de programas de inversión	1	2	1
			Ejecución deficiente en los programas de inversión	1	2	1

MACROPROCESO		PROCESO	RIESGOS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA 1=Baja 2=Media 3=Alta	MAGNITUD DEL IMPACTO 1=Bajo 2=Medio 3=Alto	CONTROL 1=Eficiente 2=Ineficiente 3=Inexistente
3	32		Sobrecostos en la ejecución o demoras en la entrada en operación de proyectos	2	3	1
3	32		Colapso en la operación del sistema y en la administración del Mercado por no implementar los proyectos de inversión..	1	3	1
3	33	Calidad del servicio	Eventos de interrupción en el SIN por fallas en la coordinación de comunicaciones en el centro de control	1	2	1
3	34	Calidad de la Potencia	Colapsos del sistema de potencia	1	3	1
3	35	Pérdidas técnicas de energía	No Aplica			
3	36	Otros	Inestabilidad geotécnica de predios de torre	2	2	1
COMERCIAL						
4	41	Compra de energía (Contratos y Bolsa)	No Aplica			
4	42	Venta de energía	No Aplica			
4	43	Pérdidas no técnicas de energía	No Aplica			
4	44	Recaudo	Inadecuada gestión de cobro de cartera	1	1	1
4	45	Facturación	Errores en el proceso de registro de SIC y LAC por fallas en sistemas de información o errores humanos	1	2	1
4	46	Atención al Usuario	No Aplica			
4	47	Otros	No Aplica			
EXTERNOS						
5	51	Precios de Energía	No Aplica			

MACROPROCESO		PROCESO	RIESGOS	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA 1=Baja 2=Media 3=Alta	MAGNITUD DEL IMPACTO 1=Bajo 2=Medio 3=Alto	CONTROL 1=Eficiente 2=Ineficiente 3=Inexistente
5	52	Regulatorios	Disminución de ingresos para la Empresa por cambios regulatorios en cuanto a la remuneración de la actividad de transmisión	1	2	1
5	52		Cambios en la legislación tributaria que impliquen un mayor pago de impuestos	2	2	1
5	53	Legales	Vencimiento de términos judiciales por aviso extemporáneo de notificación de demandas y acciones constitucionales y fechas de diligencias	2	2	1
5	53		Invasión de franjas de servidumbres por terceros	2	2	1
5	53		Debilidades en la gestión de servidumbres (no legalizaciones)	1	2	1
5	53		Sanciones ambientales por no adoptar normatividad	1	2	1
5	53		Incumplimiento de compromisos adquiridos con comunidades campesinas, indígenas y autoridades locales en materia de gestión social	1	2	1
5	54	Otros	Eventos de la naturaleza con consecuencias catastróficas (desastres)	1	2	1
5	54		Atentados terroristas contra la infraestructura de transmisión	2	2	1
5	54		Retención ilegal del personal de la Empresa o Contratistas (secuestros y extorsiones)	2	3	1
5	54		Electrocución de personal externo por cercanía a líneas de transmisión	1	3	1