

**INFORME DE GESTIÓN
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá D.C., Diciembre de 2012**

TABLA DE CONTENIDO

<u>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA</u>	4
<u>1.1. Conformación de la empresa</u>	4
<u>1.2. Junta directiva</u>	4
<u>1.3. Organigrama de la empresa</u>	4
<u>2. ACCIONES DE LA SSPD</u>	4
<u>3. ASPECTOS FINANCIEROS</u>	4
<u>3.1. Hechos Relevantes del último año:</u>	4
<u>3.2. Balance General</u>	5
<u>3.3. ESTADO DE RESULTADOS</u>	7
<u>3.4. Indicadores Financieros</u>	7
<u>3.4.1. Rentabilidad Operacional</u>	8
<u>3.4.2. Liquidez</u>	8
<u>3.4.3. Deuda</u>	8
<u>3.5. Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa</u>	9
<u>3.6. Revisoría Fiscal</u>	9
<u>4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS</u>	9
<u>4.1. Descripción de la infraestructura</u>	9
<u>4.2. Inversiones</u>	9
<u>4.3. Mantenimiento y operación</u>	10
<u>4.4. Confiabilidad</u>	10
<u>4.5. Aspectos ambientales</u>	10
<u>4.6. Calidad del servicio</u>	10
<u>4.7. Cumplimiento al RETIE</u>	11
<u>5. ASPECTOS COMERCIALES</u>	11
<u>5.1. Evolución en el número de suscriptores</u>	11
<u>5.2. Número de empleados</u>	11
<u>5.3. Consumos</u>	11
<u>5.4. Facturación</u>	12
<u>5.5. Análisis tarifario</u>	12
<u>5.6. Subsidios y contribuciones</u>	14
<u>5.7. Pérdidas</u>	14

<u>5.8.</u>	<u>El nivel de satisfacción del usuario (NSU)</u>	14
<u>5.9.</u>	<u>Atención al cliente</u>	15
6.	<u>EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN</u>	15
7.	<u>CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI</u>	15
8.	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	16

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP
ANÁLISIS 2011**

AUDITOR: KPMG ADVISORY

• **DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

La EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A E.S.P. (EEC S.A. E.S.P) está constituida como una empresa de servicios públicos de carácter mixto, realiza la prestación del servicio de energía principalmente en el citado departamento. Es una sociedad comercial por acciones, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil, y el de las sociedades anónimas, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal.

Tiene por objeto social prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, distribución y comercialización, así como la prestación de los servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos de acuerdo con el marco legal y la regulación.

• **Conformación de la empresa**

TIPO DE SOCIEDAD	Sociedad Anónima
RAZÓN SOCIAL	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP
SIGLA	EEC S.A. ESP
ÁREA DE PRESTACIÓN	Departamento de Cundinamarca
ACTIVIDADES QUE DESARROLLA	Comercialización y distribución de energía eléctrica
FECHA DE CONSTITUCIÓN	Marzo 13 de 1958
NOMBRE DEL GERENTE	Carlos Mario Restrepo Molina

Tabla 1. Datos generales. Fuente: SUI

• **Junta directiva**

REPRESENTANTES	CARGO
Heliodoro Mayorga Moncada	Otro
Nidia Ximena León Corredor	Otro
Manuel Enrique Agamez Hernández	Otro
Alvaro Cruz Vargas	Otro
Jorge Pinzón Barragán	Otro
Paulo Jairo Orozco Díaz	Otro
David Feferbaum Gutfraind	Otro
Fabiola Leal Castro	Otro
Ricardo Lozano Forero	Otro
Iván Pinzón Amaya	Otro
Ernesto Moreno Restrepo	Otro
Carlos Mario Restrepo Molina	Otro
Luis Alfonso González Saavedra	Otro
Mario Trujillo Hernández	Presidente

Tabla 2. Junta Directiva. Fuente: SUI

- **Organigrama de la empresa**



-
- La EEC mantiene su estructura organizacional igual a la del año 2010 y los tres niveles de dirección en su estructura, en color azul se identifica la Gerencia General, con el verde el grupo Staff y con el amarillo la línea de Gerencias encargadas de la operación del negocio, no obstante, existió un cambio en la Gerencia Administrativa Financiera para el año 2011, el cual se presenta a continuación:

Gerencia Administrativa y Financiera: se observó que el Gerente Administrativo y Financiero renunció a partir de Septiembre de 2011, por lo cual la gestión Administrativa y Financiera es asumida por la Gerencia General, dando mayor autonomía y empoderamiento a las divisiones y unidades que reportaban a la Gerencia vacante, no obstante existe delegación en la Dirección de TI, con relación a

las atribuciones para comprometer a la empresa en remplazo del Gerente Financiero y Administrativo.

Igualmente, existe un Comité Económico el cual está compuesto por la jefatura de la Oficina Jurídica, la Unidad de Tecnología de la Información TI, la Gerencia Comercial y la Gerencia de Gestión de Redes junto con la Jefatura de la Oficina de Planeación y Regulación; con base en lo anterior, todas aquellas necesidades económicas solicitadas y relacionadas a las demás divisiones y unidades que anteriormente estaban a cargo de la Gerencia Financiera y Administrativa son presentadas por el representante de la Unidad de Tecnología de la Información TI.

- **ACCIONES DE LA SSPD**

- Mediante resolución SSPD No. 20112400016355 del 17 de junio de 2011 la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible inició procedimiento administrativo en contra de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP por presunto incumplimiento a las disposiciones del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE-. La Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible decide finalmente sancionar a la empresa por un monto de \$22.495.200 el cual quedó en firme el día 16 de noviembre de 2011.

- **ASPECTOS FINANCIEROS**

- **Hechos Relevantes del último año:**

- La utilidad del ejercicio tuvo un descenso del 29,83%.
- El patrimonio tuvo un aumento del 13,86%, debido al aumento en las valorizaciones.
- El activo fijo rubro de redes líneas y cables tuvo un aumento de \$26.282 millones.

- **Balance General**

- En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al 68,7%. Los Activos ascienden a \$468.979 millones, presentando una variación del 6,58% respecto al año anterior, destacándose el rubro de valorizaciones que corresponden al 56,79% del total del activo.
- En la composición del Activo se observa una participación del 10,63% de los Activos corrientes y un valor de \$128.631 millones en los activos de infraestructura. El Capex registrado en 2011 fue de \$32.662 millones.
- La cartera correspondiente al servicio asciende a \$62.044 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de 129,8 días.

BALANCE GENERAL	2011	2010	Var
Activo	\$468.979.579.479	\$440.008.059.499	6,58%
Activo Corriente	\$49.867.771.573	\$50.889.557.801	-2,01%
Pasivo	\$146.955.737.500	\$157.194.215.499	-6,51%
Pasivo Corriente	\$94.601.371.864	\$105.250.385.873	-10,12%
Patrimonio	\$322.023.841.979	\$282.813.844.000	13,86%

Tabla 3. Balance General. Fuente SUL.

-
- Los pasivos de 2011 ascienden a \$146.956 millones, representando un nivel de endeudamiento del 31,3%. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación de menos 6,51%. Los pasivos corrientes se ubican en \$94.601 millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al 64,37%.
- Los pasivos financieros de la compañía ascienden a \$2.001 millones, con una concentración en el corto plazo del 2,11%. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a \$60.484 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de 55,3 días.
- El patrimonio del último año presentó una variación de 13,86%, ubicándose en \$322.024 millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del 9,53%, es decir \$30.678 millones.
- El capital suscrito y pagado es de \$39.700 millones, obteniendo una variación del VAR CAPITAL.
- **ESTADO DE RESULTADOS**
- Los ingresos operacionales de la compañía presentan un decrecimiento del menos 6,01% con respecto al año anterior, ubicándose en \$262.527 millones. Los ingresos por Distribución ascienden a \$10.627 millones y por Comercialización a \$250.700 millones.

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$262.527.485.015	\$279.310.225.870	-6,01%
COSTOS OPERACIONALES	\$190.697.747.732	\$199.893.109.950	-4,60%
GASTOS OPERACIONALES	\$43.835.752.282	\$24.318.405.368	80,26%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$27.993.985.001	\$55.098.710.552	-49,19%
OTROS INGRESOS	\$10.425.680.058	\$27.491.000.695	80,26%
OTROS GASTOS	\$7.741.221.658	\$5.259.341.852	47,19%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$30.678.443.401	\$43.722.735.280	-29,83%

Tabla 4. Estado de resultados. Fuente: SUI

- Los costos operacionales totales del año 2011 representan el 72,64% de los ingresos, equivalentes a \$190.698 millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de \$83.707 millones, de las cuales el 16,77% se negociaron en el mercado spot; Los gastos administrativos por \$25.469 millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por \$18.366 millones. La utilidad operativa del último año asciende a \$27.994 millones.
- Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en \$10.426 millones y \$7.741 millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a \$1.124 millones.
- Las utilidades netas del ejercicio presentaron una variación del menos 29,83%, al pasar de \$43.723 millones en 2010 a \$30.678 millones en 2011.

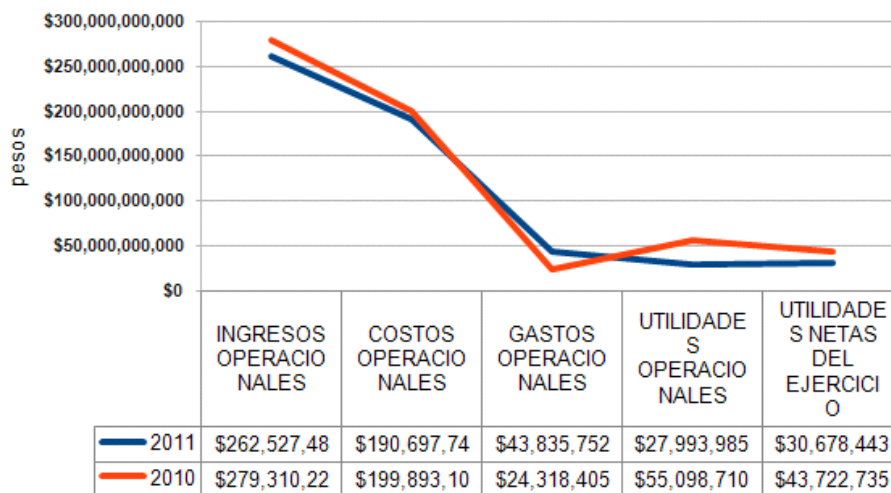


Ilustración 3. Flujo Operativo. Fuente SUI.

- **Indicadores Financieros**

- La Delegada de Energía y Gas seleccionó los siguientes indicadores para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año:

- **Rentabilidad Operacional**

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	55.969.170.331	52.326.611.221
Margen Operacional	21,3%	18,7%
Rentabilidad de Activos	11,9%	11,9%
Rentabilidad de Patrimonio	18,4%	19,4%

Tabla 5. Rentabilidad Operacional. Fuente SUI.

- **Liquidez**

INDICADORES DE LIQUIDEZ	2011	2010
	0	
Activo Corriente Sobre Activo Total	10,61%	11,54%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	129,8	133,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	55,3	76,3
Ciclo operacional	74,5	57,5
Razón Corriente – Veces	0,53	0,48
Capital de trabajo	\$14.023.142.888	(\$5.535.850.118)

Tabla 6. Liquidez. Fuente SUI.

- **Deuda**

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2.011	2.010
Nivel de Endeudamiento	31,3%	35,7%
Apalancamiento	68,7%	64,3%
Flujo de caja sobre servicio de la deuda	69097,1%	
Cobertura de Intereses – Veces	357,5	75,5

Tabla 7. Deuda. Fuente SUI.

- **ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

En este capítulo se analizan los aspectos técnicos y operativos de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP durante el período objeto de análisis y de conformidad con lo reportado por el Auditor Externo de Gestión y resultados AEGR en su informe de Análisis de Puntos Específicos y la información reportada por la empresa en el Sistema Único de Información –SUI- .

- **Descripción de la infraestructura**

A continuación se detalla la infraestructura eléctrica administrada y operada por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP de conformidad con los aspectos que a continuación se relacionan:

- Subestación y líneas Sistema de Transmisión Regional –STR-.

La EEC cuenta con una capacidad instalada de 70 MVA en su Sistema de Transmisión Regional STR distribuidos en dos subestaciones 115/34.5 denominadas Facatativá y Sauces, el detalle de las unidades de transformación puede observarse en la siguiente tabla:

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP	CAP	CAP
	Alta	Media	Baja
	(MVA)	(MVA)	(MVA)
FACATATIVÁ 40 MVA 115/34.5 kV	40,0		
SAUCES 1 40 MVA 115/34.5/13.8 kV	30,0	30,0	13,5
TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV	70,0		

Tabla 8. Transformación y subestaciones STR. Fuente PARATEC XM

De igual forma, la EEC cuenta con un total de 80.9 km de red en líneas a nivel de 115 kV en su Sistema de Transmisión Regional –STR- distribuidas en tres líneas de transmisión cuyos parámetros se detallan en la siguiente tabla:

NOMBRE CIRCUITO	TENSION	LONG.	CAPACIDAD	AÑO
	(kV)	(km)	(AMP)	ENTRADA
DORADA - GUADUERO 1 115 kV	115,0	40,00	424	1972
GUADUERO - VILLETÁ 1 115 kV	115,0	30,40	424	1990
LA ESPERANZA - CALERA 1 115 kV	115,0	10,50	320	1998
TOTAL LÍNEAS STR 115.00 kV		80,90		

Tabla 9. Líneas STR. Fuente PARATEC XM

- Número de subestaciones frontera o de conexión STR-STN

La Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP no cuenta con activos ni subestaciones de conexión directa al Sistema de Transmisión Nacional STN. En consecuencia no se detalla ningún aspecto en este aparte.

- Infraestructura eléctrica en los Sistemas de Distribución Local SDL

La EEC tiene divididas sus operaciones en siete zonas de influencia, así:

- Cáqueza
- Facatativá

- Fusagasugá
- Gachetá
- Girardot
- La Mesa
- Villeta

En cada una de las zonas la empresa cuenta con los siguientes activos operativos:

Número de activos de operación por zona									
Activos	Año	Caquezá	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Girardot	La Mesa	Villeta	Total
Subestaciones	2010	5	7	6	2	12	3	10	45
	2011	6	7	6	2	12	3	9	45
Transformadores de potencia	2010	7	10	9	2	19	5	12	64
	2011	7	11	9	2	19	5	14	67
Transformadores de distribución	2010	2.342	1.684	1.993	1.350	2.821	1.182	2.274	13.646
	2011	2.371	1.703	2.044	1.358	2.868	1.205	2.324	13.873
Alimentadores	2010	21	25	21	11	52	11	38	179
	2011	22	33	22	11	46	17	31	182
Seccionadores	2010	953	792	672	461	1.265	587	1.258	5.988
	2011	972	820	713	474	1.315	604	1.316	6.214

Tabla 10. Activos Operativos EEC. Fuente Informe AEGR

El número total de subestaciones no se incrementó durante el año 2011 con respecto al año anterior, la única variación significativa se refirió a un cambio en una de las subestaciones de la zona de Villeta la cual pasó a conformar parte de la zona de Caquezá.

Por su parte, la empresa aumentó el número de Transformadores de Potencia a tres (3), de los cuales dos (2) fueron asignados a la zona de Villeta y uno a la zona de Facatativá; para el año 2011 se aumentó en un 1,66% el número de Transformadores de Distribución puesto que la EEC adquirió 227 nuevas unidades.

La empresa aumentó a tres (3) los Alimentadores de nivel de tensión 2 con respecto al año 2010; en cuanto a los Seccionadores, el aumento más representativo (6%) fue en la zona de Fusagasugá, donde se implementaron 41 nuevas unidades. El número total de seccionadores de la empresa para todas las zonas pasó de 5.988 en el 2010 a 6.214 para el año 2011, lo que representó un incremento de 226 unidades equivalente a un crecimiento del 3,8%.

- Diagra unifilar del Sistema de Transmisión Regional STR

En la siguiente ilustración se presenta el diagrama unifilar del Sistema de Transmisión Regional STR operado y atendido por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP. En el mismo se puede evidenciar la totalidad de las subestaciones de la empresa a nivel de tensión de 115kV y 34.5kV.

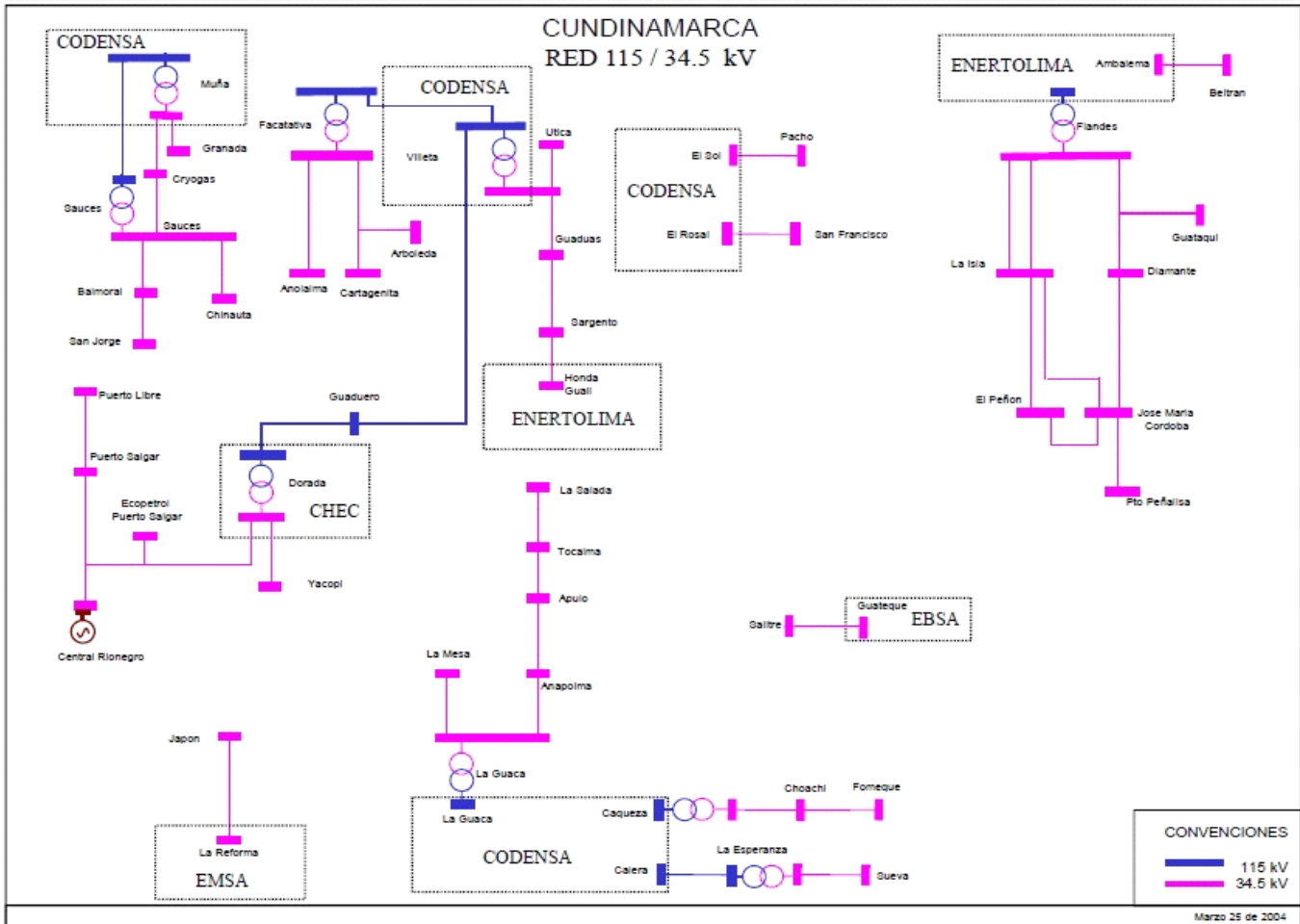


Ilustración 4. Diagrama Unifilar. Fuente Informe AEGR

- **Inversiones**

- La EEC cuenta con siete programas de inversión (Calidad, Demanda, Estratégico, Medio Ambiente, Requisitos Legales, Seguridad y Otros,) más un programa por Ola Invernal, este último no contaba con presupuesto asignado, la relación de las inversiones ejecutadas vs las presupuestadas puede observarse en el siguiente gráfico:

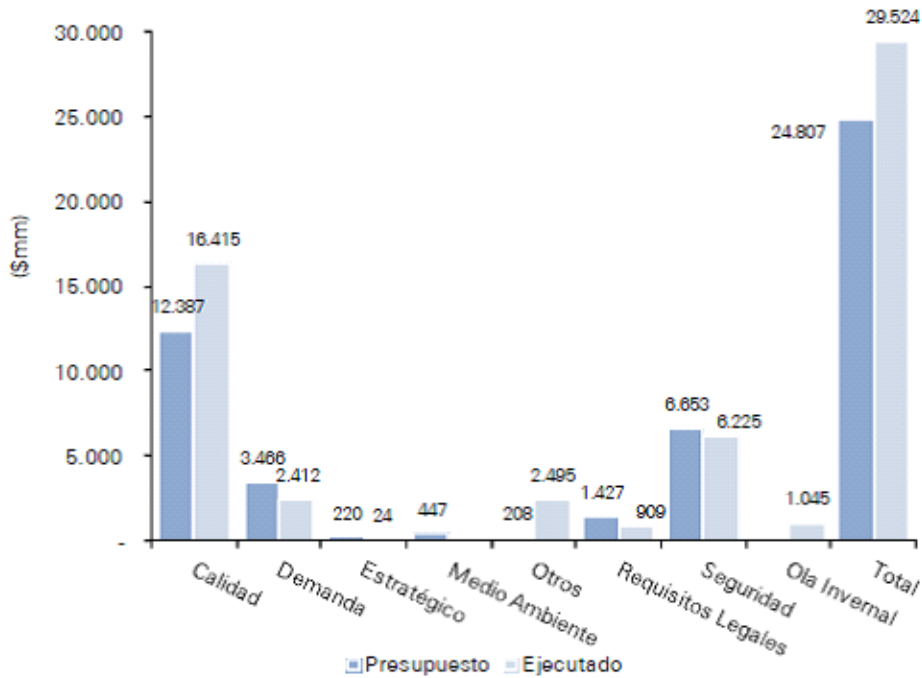


Ilustración 5. Inversiones presupuestadas vs ejecutadas 2011. Fuente Informe AEGR

Se observa que la mayor ejecución del presupuesto de inversiones se produjo por el programa de Calidad con un valor de \$16.415 millones, que representa el 56% del total ejecutado para el año 2011. El porcentaje de ejecución está por encima de lo presupuestado en un 19% como se muestra en la gráfica, debido a las inversiones adicionales producto de la Ola Invernal, además de la adición realizada para ejecutar la inversión en la planta de Generación de Rionegro.

El proyecto de remodelación abarcó varios circuitos de 13,2 kV y centros de distribución de las zonas de Cundinamarca en los municipios de Cáqueza, Facatativá, Fusagasugá, Gachetá, Girardot, Pacho, La Mesa y Villeta y sus veredas, en donde éstas se encontraban en mal estado en algunos sectores.

De igual manera se remodelaron redes de 34,5 kV en los municipios de Facatativá, Fusagasugá, Girardot, Pacho, La Mesa y Villeta y sus veredas, las cuales se encontraban en mal estado.

El segundo programa que representó mayor peso en la ejecución de la inversión de la Gerencia de Gestión de Redes fue el de Seguridad donde se ejecuto el 93,6% del saldo presupuestado, alcanzando un valor de \$6.225 millones.

El total ejecutado por la Gerencia de Gestión de Redes de la empresa alcanzó en el año 2011 un valor de \$29.524 millones superando el año inmediatamente anterior en un 19,3%.

- **Mantenimiento y operación**

- La EEC tiene planes de mantenimiento tanto preventivo como correctivo. El plan de mantenimiento preventivo se ejecuta para garantizar la conservación de la infraestructura eléctrica y la continuidad del servicio de energía mediante mecanismos de control a la programación del mantenimiento, seguimiento al ingreso de novedades a los sistemas de gestión de distribución y a vencimientos de términos de respuestas de las PQR.
- El plan de mantenimiento correctivo atiende de manera oportuna las incidencias en el sistema de distribución garantizando así la continuidad del servicio de energía eléctrica, haciendo seguimiento en el tiempo de atención de emergencias, duración equivalente de las interrupciones del servicio DES, y frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio FES.
- La EEC cuenta con las empresas DELTEC y COOPSER para la ejecución de trabajos de mantenimiento correctivo los cuales tienen un contrato por 5 años y no se observaron incumplimientos o inconvenientes con la ejecución de dichos contratos durante el año 2011.

Actualmente la EEC cuenta con un total de 185 circuitos, de los cuales se programaron 114 para mantenimiento en el año 2011. Dentro de la planeación del mantenimiento de circuitos se priorizaron aquellos con mayores incidencias durante el año 2010 a los cuales se les organizó en un ranking para ordenar su mantenimiento.

El plan de mantenimiento de circuitos tuvo una ejecución del 84%, superando el porcentaje del año 2010, donde el indicador fue de 82%, reflejando el compromiso de la empresa en mejorar su gestión y garantizar el correcto funcionamiento del servicio prestado.

Para los circuitos de media tensión se revisó el estado de las estructuras (cruceas, diagonales, herrajería, entre otras), se revisaron los asilamientos, los templetos y los conductores (amarres, tensionado, distancias de seguridad), y para los circuitos de baja tensión se revisó el estado de las estructuras y aislamiento, los conductores (tensionado) y templetos. Las actividades más destacadas fueron:

- Cambio de postes de media y baja tensión
- Cambio de estructuras de media y baja tensión
- Cambio de protecciones

Se observa en la siguiente gráfica que donde existió mayor intervención en mantenimiento de circuitos fue en las zonas de Girardot, Fusagasugá, Gacheta y Facatativá, las cuales presentaban mayores requerimientos para el mantenimiento.

De igual manera, la empresa sufrió un recorte en el presupuesto de mantenimiento autorizado por la Gerencia de Gestión de redes debido a que se tuvo que realizar una reasignación de recursos para correcciones producto de la Ola Invernal sufrida a finales del año 2011.

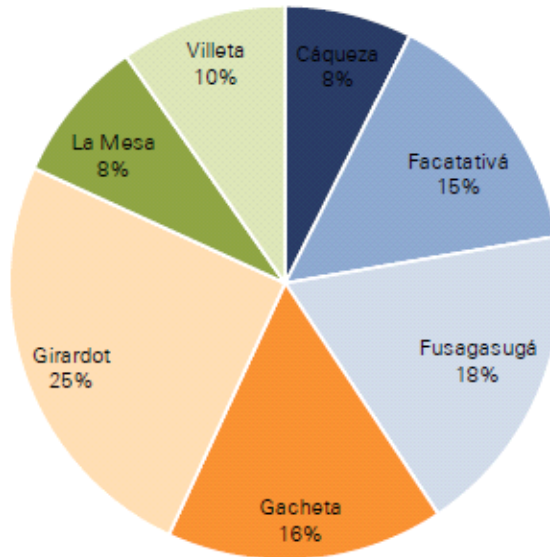


Ilustración 6. Porcentaje de mantenimiento. Fuente Informe AEGR

La operación de mantenimiento de los circuitos de las zonas Girardot, Caquezá, Fusagasugá y La Mesa está contratada con la empresa COOPSER para las zonas de Facatativá, Gacheta y Villeta el mantenimiento lo realiza a través de un contrato la empresa DELTEC. La EEC no tuvo inconvenientes por incumplimiento del servicio.

- **Calidad del servicio**

- La EEC utiliza dos clases de indicadores, los cuales miden las interrupciones que se presentan durante el año y que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha establecido los indicadores como DES (Duración Equivalente de las interrupciones del Servicio) y FES (Frecuencia Equivalente de las interrupciones del Servicio). El comportamiento durante el año 2010 y 2011 de los indicadores fue el siguiente:

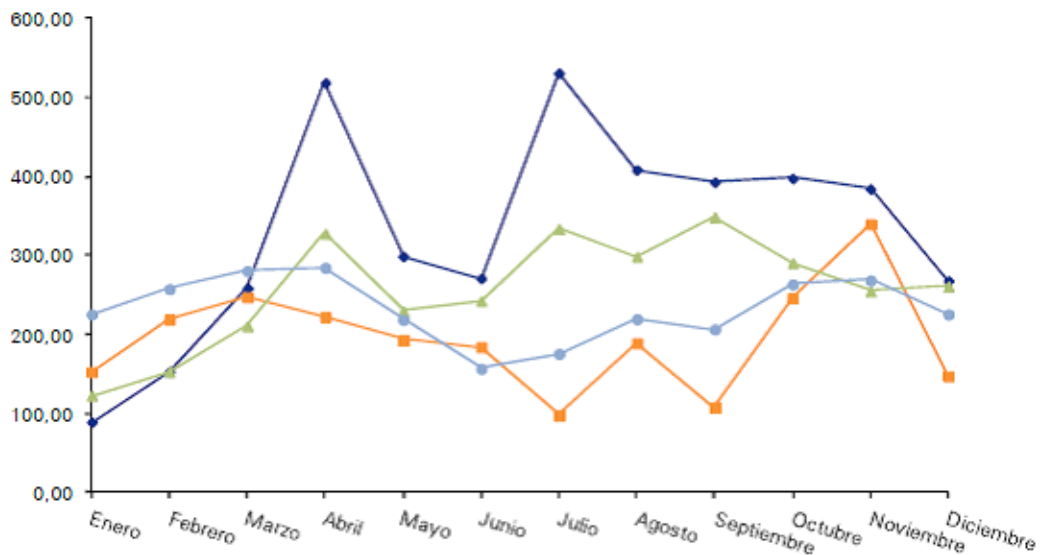


Ilustración 7. Comparativo DES FES 2010-2011. Fuente: AEGR

Entre Octubre y Noviembre del año 2011, se presentaron mayores niveles en los indicadores DES y FES, las principales causas fueron: maniobra por inversión,

factores atmosféricos, estado de la infraestructura, protecciones y subestaciones. La EEC mejoró los indicadores con respecto al año 2010, en este año alcanzo niveles hasta de 531 horas de interrupciones teniendo como promedio mensual de 331,5 horas mientras que para el año 2011 el promedio mensual fue de 195,8 horas.

En los indicadores DES se evidencia una disminución del 40% y en el indicador FES una disminución del 9%, cumpliendo con la meta para el año 2011 de disminución del 2% para ambos indicadores.

- **ASPECTOS COMERCIALES**

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente a:

- **Evolución en el número de suscriptores**

- A 31 de diciembre del año 2012 la empresa contaba con un total de 195.545 usuarios del servicio de energía eléctrica, el 89% pertenecen al sector residencial y el 21% restante se distribuye entre los sectores industrial, comercial, oficial y otros siendo el sector comercial el mas representativo. A continuación se relaciona en la siguiente tabla la clasificación de los usuarios por estrato y sector a 31 de diciembre de 2011:

Estrato o Sector	Número
Estrato 1	26.789
Estrato 2	77.045
Estrato 3	47.645
Estrato 4	17.890
Estrato 5	2.713
Estrato 6	1.672
Total Residencial	173.754
Industrial	1.574
Comercial	17.782
Oficial	1.964
Otros	471
Total No Residencial	21.791

Tabla 11. Suscriptores 2011. Fuente SUI

- **Consumos**

- En la siguiente tabla se relaciona la clasificación de los usuarios por rangos de consumo. Se tiene que el consumo promedio de los usuarios que atiende la empresa se encuentra entre los 0 kWh/mes y los 50 kWh/mes.

Rango	No Usuarios
0-50 kWh/mes	42041
51-100 kWh/mes	35760
101-150 kWh/mes	23550
151-200 kWh/mes	13120
201-250 kWh/mes	7246
251-300 kWh/mes	4121
301-350 kWh/mes	2453
351-400 kWh/mes	1609

401-450 kWh/mes	1063
451-500 kWh/mes	3556
<-501 kWh/mes	39235

Tabla 12. Suscriptores por rangos de consumo. Fuente: SUI

El comportamiento descrito en la tabla anterior, puede observarse detalladamente en el siguiente gráfico:

Ilustración 8. Suscriptores por consumo. Fuente SUI.

- **Facturación**

La empresa de Energía de Cundimarca S.A. ESP facturó en el año 2011 cerca de los 194 mil millones de pesos, a continuación se relaciona el total facturado por cada estrato o sector durante el año de análisis:

Estrato o Sector	Total Facturado
Estrato 1	\$ 15.743.941.732
Estrato 2	\$ 53.314.104.337
Estrato 3	\$ 31.465.101.722
Estrato 4	\$ 11.987.218.165
Estrato 5	\$ 2.326.945.291
Estrato 6	\$ 3.724.265.531
Total Residencial	\$ 118.561.576.778
Industrial	\$ 14.578.507.178
Comercial	\$ 35.475.621.183
Oficial	\$ 14.139.200.184
Otros	\$ 11.617.816.780
Total No Residencial	\$ 75.811.145.325

Tabla 13. Facturación por sector. Fuente SUI

- **Análisis tarifario.**

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de las tarifas aplicadas por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP durante el año 2011, puede observarse que las mayores tarifas fueron aplicadas en los meses de abril y diciembre.

Ilustración 9. Tarifas Aplicadas. Fuente SUI

Ilustración 10. Comparativo tarifas 2011. Fuente SUI.

Comparando las tarifas aplicadas por la empresa con cuatro de las empresas prestadoras del servicio más importantes del país, se tiene que las tarifas aplicadas por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP se encuentran dentro de los valores más altos.

Se presenta a continuación la evolución del Costo Unitario aplicado por la empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP durante el año 2011:

Ilustración 11. Costo Unitario 2011. Fuente SUI

El análisis de las componentes del CU se presenta en el siguiente gráfico:

Ilustración 12. Análisis de las componentes del CU. Fuente SUI.

Durante el 2011 la EEC definió una estrategia para cubrir la demanda proyectada de energía para sus clientes entre el año 2011 y 2015, para los cuales realizó un proceso de evaluación y adjudicación de contratos de compra de energía.

La EEC cuando se enfrenta a una demanda mayor de energía a la que tiene comprada a través de contratos bilaterales, requiere comprar la energía en bolsa para atender la totalidad de la demanda, precios que son transferidos al usuario final vía tarifa.

En total la EEC compró 621,2 GWh (557,9 GWh en contratos bilaterales por \$70.928 millones y 63,3 GWh en bolsa por \$ 4.701 millones) para el Mercado Regulado y 32,2 GWh (7,8 GWh en contratos bilaterales por \$1.041 millones y 24,3 GWh en bolsa por \$2.110 millones) para el Mercado No Regulado en el 2011.

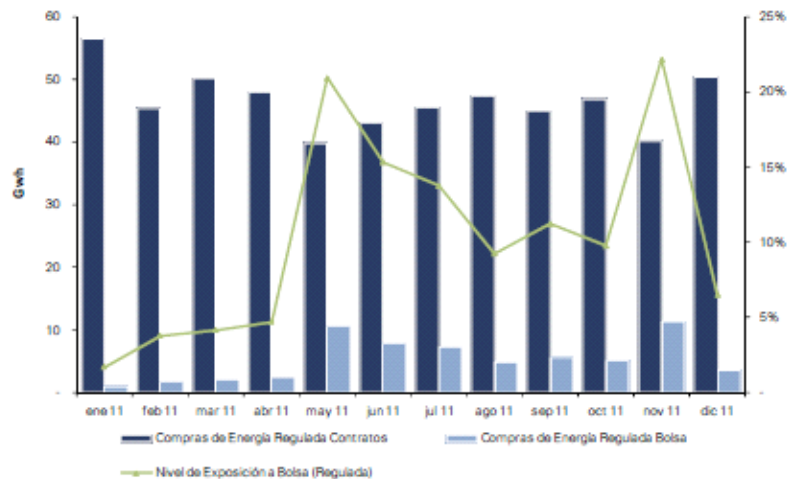


Ilustración 13. Compras en Bolsa. Fuente AEGR

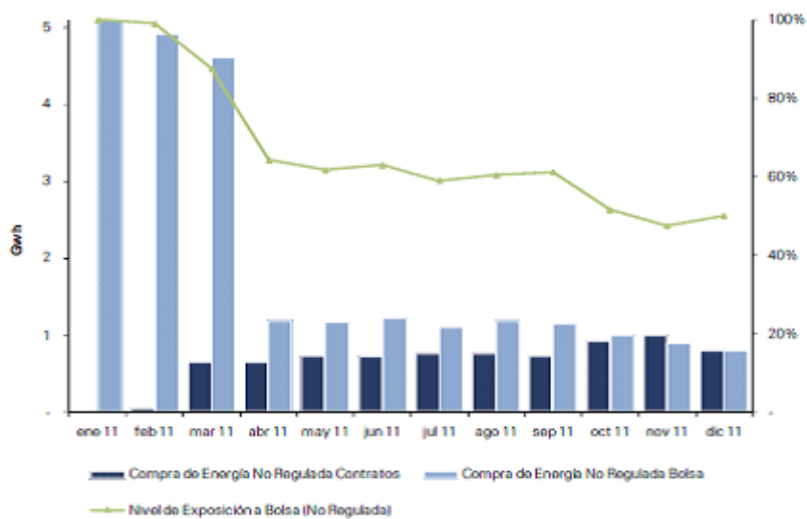


Ilustración 14. Compras en bolsa MNR. Fuente AEGR

Como se observa en las graficas la EEC para el mercado regulado procura comprar la energía en su mayoría mediante contratos bilaterales para evitar la exposición a las variaciones en los precios del mercado (Bolsa).

La EEC para el Mercado No Regulado – MNR, realizó compras de energía en bolsa, observándose que su nivel de exposición en GWh fue mayor para los primeros tres meses del año, debido a la mayor demanda en este periodo. A partir del mes de abril en adelante, se observa una disminución de la exposición en bolsa oscilando entre el 50% y el 64,2%. Esto se presenta debido a la estrategia pactada por la EEC con los clientes.

Comparando el nivel de exposición promedio mensual por tipo de mercado para los años de 2010 y 2011, aumentó en un 4,9% para el MR y en un 40,3% para el MNR.

En el 2011 la energía vendida en bolsa fue de 4,6 GWh, equivalente a \$448 millones, la mayoría de esta energía se vendió en el mes de enero y ascendió a \$221 millones, para los meses de febrero a mayo se vendieron \$161 millones. Lo anterior obedece a que en el mes de Enero se estimó una mayor demanda de energía, por lo tanto la EEC trató de cubrirse al máximo generándose excedentes. Para un total de 653,3 GWh comprados por la EEC, se vendieron 4,6 GWh en bolsa en el 2011 correspondientes a un 0,7% del total de energía comprada.

- **Subsidios y contribuciones**

El otorgamiento de subsidios a los estratos 1, 2 y 3, así como el cobro de contribuciones a los estratos 5 y 6, sector comercial e industrial se establece en la Ley 142 de 1994. Los subsidios que se otorgaron a los estratos 1, 2 y 3 en el año 2011 fueron de \$31.460 millones, lo que significa un aumento respecto al año 2010 de 2,3%, lo anterior por un mayor número de usuarios y el comportamiento de las tarifas. Por su parte, las contribuciones que se le aplican a usuarios residenciales de estratos 5 y 6, a los que cumplen funciones industriales y comerciales fueron de \$11.051 millones, lo

que representa una disminución frente al 2010 de un 36,3%; por una disminución de los usuarios No Regulados quienes eran grandes contribuyentes.

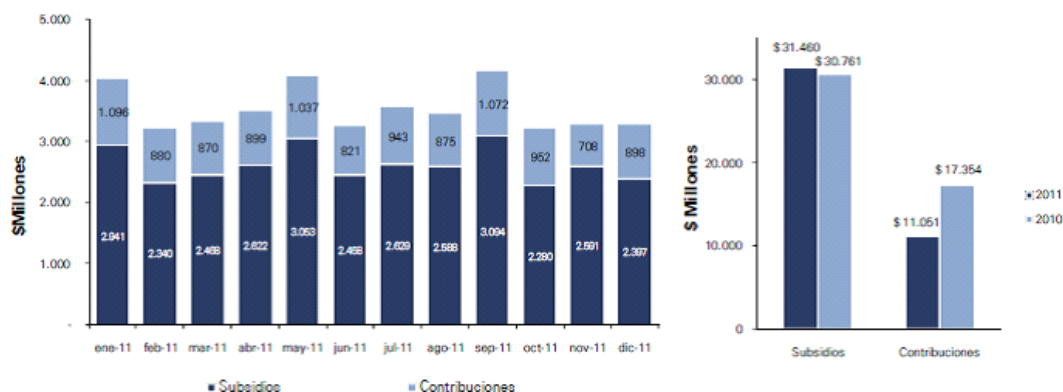


Ilustración 15. Subsidios y Contribuciones. Fuente SUI.

Se observa un comportamiento cíclico (cada cuatro meses) durante el 2011 para los subsidios y contribuciones de la EEC, a razón de mayores consumos durante los meses de enero, mayo y septiembre. La EEC obtuvo recursos del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso por \$21.196 millones para el año 2011. El presupuesto del Fondo proviene de las contribuciones de los usuarios y el déficit lo cubre la Nación.

- **El nivel de satisfacción del usuario (NSU)**

- La EEC realiza una encuesta mensual de satisfacción (Sistema de calidad percibida) para clientes residenciales a través de la firma Red de datos de investigación de mercados, para ello realiza entrevistas personalizadas buscando conocer como ha sido la calidad percibida por los clientes, dicha encuesta tiene en cuenta atributos de Calidad del suministro, Ciclo Comercial, Información y Comunicación, Atención al cliente e Imagen.
- La EEC a través de ésta encuesta busca tener conocimiento oportuno de la insatisfacción del cliente; así como también hacerle seguimiento a las estrategias implementadas para mejorar el nivel de satisfacción.
- Por otro lado, la EEC participa en la encuesta anual que hace la CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional). Ésta es una Encuesta de Satisfacción del Usuario que fue diseñada para empresas distribuidoras y comercializadoras en América Latina, cuya metodología es la aplicación de cuestionarios a los usuarios en sus viviendas, a través de los cuales se pretende medir el nivel de satisfacción de los mismos con la EEC y comparar dichos resultados con los obtenidos por otras empresas que participan en la misma encuesta. Para el año 2011 participaron en esta encuesta a nivel de Latinoamérica 23 empresas con menos de 500.000 clientes y 17 con más de 500.000, ésta encuesta se realizó del 8 de junio al 23 de julio de 2011 a 12 municipios de Cundinamarca con un 95% de confianza.
- Para el año 2011 la EEC alcanzó el puesto número 13 con un 69,7% de satisfacción en la encuesta realizada por la CIER, cuando en el 2010 alcanzó el puesto número 17 con 67,9% de satisfacción.

- **EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN**

- La auditoría incluyó la verificación y evaluación de los indicadores con base en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2011 de la unidad de comercialización y distribución de energía, suministrados por la Dirección de Contabilidad de la EEC y los referentes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, para evaluar la gestión del negocio de los años en mención.
- A continuación se presenta el resultado de los indicadores y referentes de la evaluación de la gestión de la EEC:

Indicadores Financieros	Indicadores			Cumple Ref.
	2010	2011	Referente	
Rotación Cuentas por Cobrar (Días)	134	130	56	No
Rotación Cuentas por Pagar (Días)	76	55	25,52	No
Razón Corriente (Veces)	0.48	0.53	1,53	No
Margen Operacional (%)	18.73%	21.32%	21,44%	No
Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces)	76	47	6	Si

VG-F-004

Tabla 14. Indicadores Financieros. Fuente AEGR

EEC cumple el indicador de cubrimiento de gastos financieros, y mejora el indicador de margen operacional (EBITDA) en 2011 y esta a 0,12 puntos de cumplir el referente. Por otra parte, los demás indicadores están lejos del referente establecido por la SSPD.

Con respecto a los indicadores técnico-administrativos, el siguiente es el resultado frente a los referentes:

Indicadores Técnico-Administrativos	Indicadores			
	2010	2011	Referente	Cumple Ref.
Suscriptores Sin Medición (%)	0,2	0,11	5	Si
Reclamos Facturación (por 10,000)	63,6	35,28	100	Si
Atención Reclamos Servicio (%)	0,3	0,22	0	No
Atención Solicitud Conexión (%)	0,7	0,56	0	No

Tabla 15. Indicadores Técnico Administrativos. Fuente AEGR

EEC cumple dos de los cuatro indicadores, y en Atención Reclamos Servicio y Atención Solicitud de Conexión, se evidenció una mejora para ambos indicadores con respecto a los resultados del año anterior.

La EEC cuenta con un área de gestión de los riesgos, la cual se encarga de liderar el sistema de administración de los riesgos, y cada área es la responsable de los riesgos que afecten su gestión.

El proceso de gestión de los riesgos está enfocado en concentrarse en los riesgos con magnitud residual extrema, estableciendo planes de acción y se hace seguimiento a los mismos. Para lo anterior, se tiene definido un marco normativo que permite identificar, analizar y valorar los riesgos que enfrenta la EEC como resultado de la generación, distribución y comercialización de energía, con el objeto de definir las acciones que los mitigen, de tal manera que se facilite el logro de sus objetivos.

A partir de los resultados de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo, se puede observar que la rentabilidad del negocio es satisfactoria, ya que los resultados del indicador de Rentabilidad sobre Activos y Rentabilidad sobre Patrimonio son superiores al 10%; a pesar de las variaciones del Flujo de Caja sobre Activos, y que el Capital de Trabajo sobre Activos se ha disminuido.

De acuerdo al resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, al resultado de la identificación de los riesgos (Matriz de Riesgos), y al resultado de los Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo, se concluye que el Nivel de riesgo de la EEC es A, es decir, el nivel de riesgo es Bajo.

- **CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI**

Se realizó una completa revisión del cargue de la información reportada al SUI por parte de la EEC, correspondiente a los requerimientos de las siguientes resoluciones emitidas por la SSPD: 33635 de 2005, 25985 de 2006, 2395 de 2005, y 2485 de 2008. Los siguientes son los reportes de información reportada al SUI que se revisaron:

§ Plan de Contabilidad

- § Sistema de Costos y Gastos por Actividades:
- § Información adicional al Plan de Contabilidad⁹
- § Cuentas por Pagar
- § Cuentas por Cobrar
- § Flujo de Caja Proyectado
- § Estado de Resultados Proyectado
- § Balance Proyectado

La EEC reporta el Plan de Contabilidad de Energía Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional y el Plan de Contabilidad consolidado, el cual contiene las mismas cifras. Solicitamos y revisamos el Plan de Contabilidad reportado el 15 de febrero de 2012, y lo comparamos con el Balance de Prueba con corte al 31 de diciembre de 2011, entregado por la EEC para el cálculo de los Indicadores a reportar, sin encontrar novedades. Sin embargo, al comparar las cifras reportadas al SUI en el Plan de Contabilidad, con los Estados Financieros con corte al 31 de diciembre de 2011, Dictaminados por el Revisor Fiscal, se encontró una diferencia en la Cuenta Deudores de Largo Plazo y en la Cuenta por Pagar por \$107 millones.

Dicha diferencia corresponde al anticipo del Impuesto de Industria y Comercio registrado en la cuenta contable 142211, que el Revisor Fiscal, para efectos de presentación de los Estados Financieros, solicitó reclasificar el anticipo como un menor valor de los pasivos de impuestos, por lo cual esta cifra aparece como un menor valor de la cartera y un menor valor de la cuenta por pagar.

Para los otros reportes, se revisó que se hubieran efectuado en las fechas establecidas, observando que se cumplió con tal requerimiento.

Igualmente se revisó el cumplimiento de la transmisión oportuna de la información relacionada con la transición a las Normas Internacionales de Información Financiera, para lo cual, la SSPD solicitó entre otros, los siguientes reportes a través de la Resolución SSPD 1825 de 2011 y la resolución SSPD 16175 de 2011:

- Formato A: Balance de Apertura de Prueba
- Formato B: Conciliación entre el balance según el Plan de Contabilidad vigente y el Balance de Apertura de Prueba.
- Formato C: Políticas aplicadas en el Balance de Apertura de Prueba periodos posteriores Notas Explicativas de la Conciliación entre el balance según el Plan de Contabilidad vigente y el Balance de Apertura de Prueba.
- Formato D: Estado de Situación Financiera y Estado del Resultado Integral intermedio con corte al 30 de junio de 2011.
- Formato E: Conciliación entre el Balance y el Estado de Resultados según el Plan de Contabilidad vigente y el Estado de Situación Financiera y el Estado de Resultado Integral con Corte al 30 de junio de 2011.
- Formato F: Notas explicativas de la Conciliación entre el Balance y el Estado de Resultados según el Plan de Contabilidad Vigente y el Estado de Situación Financiera y el Estado de Resultado Integral con corte al 30 de junio de 2011.

Los formatos A, B, C, D y E fueron transmitidos oportunamente. Sin embargo, se observó que el formato F no fue transmitido al SUI en los tiempos establecidos por las resoluciones SSPD 1825 de 2011 y SSPD 16175 de 2011, ya que este fue transmitido el 1 de noviembre de 2011, cuando la fecha máxima era del 31 de octubre del mismo año.

VG-F-004

- **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- La Compañía mostró un compromiso social y ambiental para el año 2011, reflejado principalmente en los talleres realizados para el uso eficiente de energía y los Planes de Manejo Ambiental, con un seguimiento periódico para identificar oportunidades de mejora.
- La EEC identifica, actualiza y evalúa el cumplimiento de todos los requisitos legales y otros aplicables en el marco regulatorio.
- La empresa aumentó sus activos de operación (Transformadores de potencia, alimentadores, seleccionadores, entre otros) lo que se tradujo en una mayor disponibilidad del servicio de energía eléctrica.
- La planta de generación de energía de Rio Negro disminuyó su generación de pasar a 58,1 GWh en el año 2010 a 18,7 GWh en el año 2011, debido a la intervención de este activo como parte de la ejecución de inversiones para su puesta a punto.
- El programa de Calidad, representó el mayor porcentaje de ejecución (56%) del total de inversiones, representado en remodelaciones de los activos operativos por un valor de \$16.415 millones. El valor total de las inversiones del año 2011 fue de \$29.524 millones, mientras que en el año 2010 fue de \$24.756 millones
- El indicador DES (Duración Equivalente de las interrupciones del Servicio) logró una disminución al pasar de 3,978 horas en el año 2010 a 2.350 horas en el año 2011 (40%) y el indicador FES (Frecuencia Equivalente de las interrupciones del Servicio) paso de 3.077 para el año 2010 a 2.788 horas para el año 2011 (9%), cumpliendo con la meta de reducción del 2% para los dos indicadores.
- La EEC cumplió y reportó estudios actualizados de calidad de la potencia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, evidenciado el interés de mantener una adecuada gestión técnica del servicio.