

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2012**

AUDITOR: Gestión Futura S.A.S.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1920 para desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$3.319.940 y tiene su sede principal en la ciudad de Tuluá. Su última actualización en RUPS fue el día 1 de Junio de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
Sigla	Cetsa E.S.P
Nombre del gerente	Mauricio Lasso Toro

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$127.262.488.016	\$128.172.442.365	-0,71%
Activo Corriente	\$9.207.172.985	\$12.304.572.803	-25,17%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$72.713.324.161	\$70.878.576.630	2,59%
Inversiones	\$1.561.041.714	\$2.019.578.362	-22,70%
Pasivo	\$17.250.687.298	\$18.288.717.704	-5,68%
Pasivo Corriente	\$15.336.202.378	\$15.197.115.702	0,92%
Obligaciones Financieras	\$2.738.286.458	\$481.423.684	468,79%
Patrimonio	\$110.011.800.718	\$109.883.724.661	0,12%
Capital Suscrito y Pagado	\$3.319.940	\$3.319.940	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$127.262 millones, presentando una disminución de \$910 millones con respecto al año anterior, debido principalmente a la reducción en el efectivo de \$1.458 millones, esta variación es provocada en su totalidad por el decrecimiento en bancos y corporaciones, en la cual se evidencia un descenso de \$1.457 millones correspondientes a cuenta de ahorro.

La cuenta de deudores, presenta una disminución de 10,08% con respecto a 2011 descendiendo a \$8.141 millones, ocasionado por la reducción de la cuenta de deudores por el concepto de subsidios del servicio de energía en \$716 millones, como

consecuencia de los giros recibidos del Ministerio de Minas y Energía por concepto de déficit subsidios y contribuciones, como lo indica la nota 6 a los estados financieros. Las cuentas por cobrar del servicio de energía presentaron una variación de \$80 millones con respecto a 2012.

Las inversiones descendieron 22,70%, ubicándose en \$1.561 millones en 2012, como consecuencia de la disminución en las inversiones de administración de liquidez en renta variable en derechos en fondos de valores y fiducias de inversión por \$551 millones, las cuales son en certificados de depósito y en carteras colectivas.

Con respecto a la propiedad planta y equipo, esta presentó un incremento de 2,59% equivalente a \$1.835 millones, esta pasó de \$ 70.879 a \$72.713 millones; las redes de distribución crecieron \$1.800 millones, se realizó inversión en las líneas de 132 KV de los circuitos de las subestaciones de La variante, El lago 1 y 13, San Pedro y Farfan 13, de acuerdo a la nota 9 de los estados financieros. Las construcciones en curso, presentan un incremento de \$1,747 millones, entre las cuales se encuentra la modernización y reposición de equipos electrónicos de la casa de máquinas Riofrío I, II y Rumor, al igual que obras en la arquitectura de red.

El Activo Corriente corresponde al 7,23% de los Activos Totales de la Empresa, disminuyendo en 25,17% con respecto al 2011, pasando de \$12.305 millones en 2011 a \$9.207 millones en 2012, compuesto principalmente por deudores de \$7.288 millones, de los cuales \$5.633 millones corresponden a servicios públicos de energía, seguidos por efectivo de \$782 millones.

En cuanto a los Pasivos, estos disminuyeron un 5,68% descendiendo a \$17.251 millones en 2012, variación producida en su mayoría por la reducción en las cuentas por pagar, las cuales presentaron un decrecimiento de 26,49% con respecto al año anterior, pasando de \$14.294 a \$10.507 millones.

Las obligaciones financieras presentaron un incremento de 468,79% con respecto al año anterior, ubicándose en \$2.738 millones, esto generado en su mayoría por el aumento en el financiamiento con la banca comercial, cuenta que creció 480,50%, ascendiendo a \$2.733 millones en 2012, como consecuencia de la adquisición del crédito por \$2.500 millones con el Banco de Colombia, el saldo corresponde a la Libranza otorgada por la DIAN para el pago del impuesto de **renta de los años 1992 y 1993**.

El Pasivo corriente corresponde al 88,90% del total de Pasivos, el cual asciende a \$15.336 millones en 2012, presentando una variación de 0,92% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por cuentas por pagar de \$9.422 millones, seguido por Pasivos estimados y provisiones de \$1.678 millones.

El Patrimonio presentó un incremento de 0,12% equivalente a \$128 millones con respecto a 2011, pasando de \$109.884 a \$110.012 millones en 2012, soportado en el aumento en el superávit por valorización en \$384 millones.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 86,44% de los fondos de la Empresa son propios, y el 13,56% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$63.154.391.038	\$60.103.069.091	5,08%
COSTOS OPERACIONALES	\$42.381.276.640	\$39.339.438.664	7,73%
GASTOS OPERACIONALES	\$9.592.921.798	\$9.111.496.117	5,28%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$11.180.192.600	\$11.652.134.310	-4,05%
OTROS INGRESOS	\$1.719.204.617	\$1.578.360.359	8,92%
OTROS GASTOS	\$151.675.716	\$227.061.208	-33,20%
GASTO DE INTERESES	\$43.328.293	\$94.756.500	-54,27%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$12.747.721.501	\$13.003.433.461	-1,97%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$63.154 millones, presentando un incremento del 5,08% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicios de energía en \$3.116 millones, los cuales pasaron de \$57.476 millones en 2011 a \$60.592 millones en 2012, incluyendo comercialización en el mercado regulado y no regulado, contratos los cuales presentan incremento por mayores ventas especialmente a EPSA, alumbrado público y bolsa de energía.

Los Costos Operacionales fueron de \$42.381 millones, los cuales representan el 67,11% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 7,73% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en las compras de energía en bolsa y/o a corto plazo por \$2.504 millones, debido al contrato de compra de energía celebrado con CELSIA; Se presenta un incremento en uso y conexión de redes, como consecuencia de mayores costos en peajes como se evidencia en la nota 22 de los estados financieros.

En cuanto a los gastos operacionales, estos aumentaron 5,28%, pasando de \$9.111 a \$9,593 millones, de los cuales \$2.208 millones corresponden a gastos de administración y \$7.385 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con un aumento del 1,09% y 6,61% respectivamente. Los gastos de administración incrementaron \$24 millones, variación poco significativa, ocasionada por el crecimiento en sueldos y salarios en \$63 millones.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$458 millones, la provisión para contingencias en litigios o demandas presentó un incremento de \$13.378 millones. La depreciación de propiedad planta y equipo aumentó \$90 millones pasando de \$148 millones en 2011 a \$238 millones en 2012.

La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$11.180 millones presentando un decrecimiento de 4,05% con respecto a 2011, debido a que el incremento evidenciado en los costos y gastos operacionales supera el crecimiento de los ingresos operacionales.

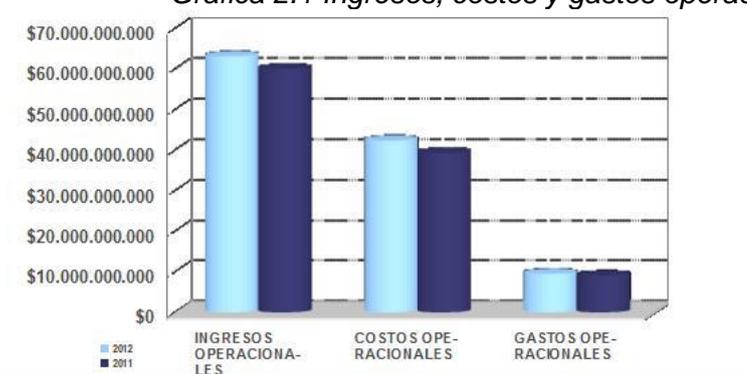
Los Ingresos No Operacionales aumentaron 8,92% ascendiendo a \$1.719 millones, como consecuencia del crecimiento en otros ingresos extraordinarios por \$157 millones, los cuales incluyen recuperaciones, utilidad en venta de propiedad planta y equipo, y venta de material de reciclaje. La cuenta de ajuste por diferencia en cambio presentó un incremento de \$11 millones, las cuales pasaron

de \$23 a \$34 millones.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$151 millones, los cuales decrecieron 33,20% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en ajuste por diferencia en cambio en \$27 millones y gravamen a los movimientos financieros. El gasto de intereses disminuyó 54,27% con respecto a 2011, pasando de \$95 a \$43 millones, variación que obedece al decrecimiento de los intereses de obligaciones financieras de créditos obtenidos.

La utilidad neta fue de \$12.748 millones, presentando una reducción de 1,97% con respecto a 2011, a pesar del incremento de los ingresos no operacionales y la disminución en los gastos no operacionales, la fuerte reducción en la utilidad operacional con respecto a 2012, no permitió que las utilidades netas aumentaran.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 0,6 veces, indicador que presenta una disminución de 0,2 veces con respecto al año anterior, como consecuencia de la reducción en los Activos corrientes y el aumento en los Pasivos corrientes. La Empresa no cuenta con los recursos suficientes para cumplir con las obligaciones a corto plazo, pues sus Pasivos corrientes para 2012 fueron de \$15,336 millones, los cuales superan significativamente a los Activos corrientes de \$9.207 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 7 días pasando de 43 días en 2011 a 36 días en 2012, lo que implica que la Empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, mejorando la gestión de cobro de su cartera, esto ocasionado por la reducción evidenciada en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 31 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 2 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 29 días, como consecuencia del incremento en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 7,23% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una disminución de 2,37% con respecto al 2011, año en el cual fue de 9,60%, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en Activos fijos.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente - Veces	0,6	0,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	36	43
Rotación de Cuentas por Pagar - Días	31	29
Activo Corriente Sobre Activo Total	7,23%	9,60%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	13,6%	14,3%
Patrimonio Sobre Activo	86,4%	85,7%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	88,9%	83,1%
Cobertura de Intereses - Veces	423,8	219,7
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	20.294.431.627	20.948.995.358
Margen Operacional	32,1%	34,9%
Rentabilidad de Activos	15,9%	16,3%
Rentabilidad de Patrimonio	19,5%	20,2%

Fuente: SUI

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 13,6%, en el cual se evidencia una disminución de 0,7% con respecto al año anterior que se ubicaba en 14,3%, reducción explicada en la descenso de las cuentas por pagar.

El 86,4% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, año en el cual el Patrimonio de la Empresa representaba el 85,7% de los Activos, variación presentada como consecuencia de la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 88,9% de los Pasivos totales de la compañía, participación que aumentó 5,8% con respecto al año anterior, el cual era de 83,1%, lo que implica que la mayor parte de las obligaciones de la Empresa se encuentran concentradas en el corto plazo.

Rentabilidad

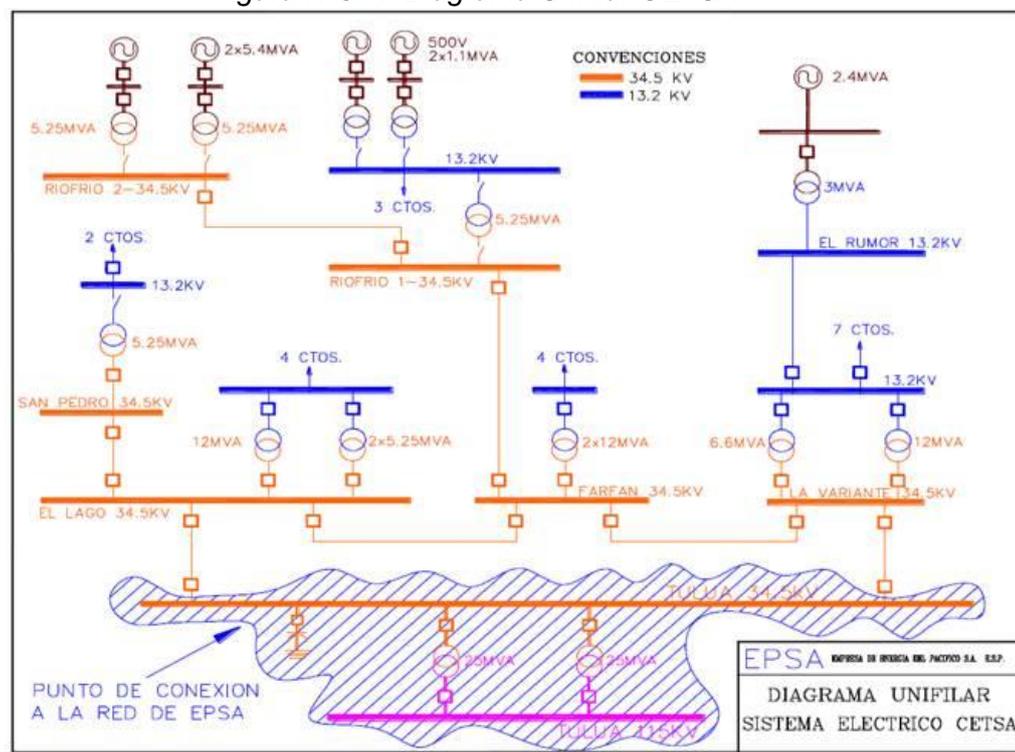
El EBITDA presenta una reducción de \$655 millones con respecto al año anterior, pasando de \$20.949 a \$20.294 millones en el 2012, como consecuencia del incremento en los costos y gastos operacionales,

El margen operacional en 2012 fue de 32,1%, presentando una disminución de 2,72% con respecto al año 2011, año en el cual fue de 34,9%, la reducción presentada es consecuencia en el decrecimiento evidenciado en el EBITDA, aunque el indicador desmejoro con respecto a 2011, la rentabilidad operacional de la Empresa no se ve comprometida y sigue siendo superior al 30%

La rentabilidad de los Activos se redujo 0,40% con respecto al año anterior descendiendo a 15,9%, al igual que la rentabilidad del Patrimonio la cual presentó una disminución de 0,68% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 19,5% para el año 2012, como consecuencia de la reducción en el EBITDA

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

Figura N°3.1. Diagrama Unifilar CETSA



Fuente: CETSA S.A. ESP.

3.1 De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de CETSA.

Fronteras con el STR

CETSA se conecta al STR por medio de la subestación Tuluá, la cual es el punto de conexión a la red de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP– EPSA S.A. ESP.

Sistemas de Generación

La empresa cuenta con tres plantas o microcentrales de generación de tipo filo de agua con una capacidad instalada de 13,5 MW, discriminado en la siguiente forma:

Tabla N° 3.1. Centrales de Generación al año 2012 CETSA

CENTRALES DE GENERACIÓN CETSA		
NOMBRE CENTRAL GENERADORA	CANTIDAD DE UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD INSTALADA
RIOFRÍO I	2 (0,5 MW)	1 MW
RIOFRÍO II	2 (5 MW)	10 MW
RUMOR	1	2,5 MW
TOTAL CAPACIDAD INSTALADA		13,5 MW

Fuente: CETSA

Al respecto, se tiene que las dos primeras centrales se encuentran ubicadas cerca al municipio de Riofrío, las cuales captan el recurso hídrico a partir del río que tiene el nombre de éste mismo municipio. En cuanto a la central el Rumor, se ubica a 5 Km de la ciudad de Tuluá, sobre la cordillera central, ésta aprovecha las aguas del río Tuluá para producir su generación.

Sistema de Distribución - SDL – CETSA

Tabla N° 3.2. Subestaciones Eléctricas CETSA Año 2012.

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CETSA	
NOMBRE SUBESTACIÓN	CAPACIDAD
RIOFRÍO I	5.25 MVA
RIOFRÍO II	10.5 MVA
SAN PEDRO	5.25 MVA
EL LAGO	22.5 MVA
FARFAN	24 MVA
LA VARIANTE	18.6 MVA

Fuente: CETSA

Tabla N° 3.3. Circuitos por Subestación a nivel de 34.5 kV / 13.2 Kv Año 2012.

CIRCUITOS ELECTRICOS – CETSA A NIVEL DE 34.5 KV / 13.2 KV		
SUBESTACIÓN ORIGEN DEL CIRCUITO	CANTIDAD DE CIRCUITOS A 13,2 KV	CANTIDAD DE CIRCUITOS A 34,5 KV
RIOFRÍO I	3	1
RIOFRÍO II	0	1
SAN PEDRO	2	0
EL LAGO	4	3
FARFAN	3	1
LA VARIANTE	7	1
TOTAL CIRCUITOS	19	7

Fuente: CETSA

De acuerdo a lo informado por el operador de red, la longitud de los diecinueve (19) circuitos en 13,2 kV es de 366,74km y de los siete (7) circuitos en 34.5 kV es de 42.4Km.

Tabla N° 4. Relación de usuarios residenciales CETSA Comparativo Año 2011 Vs 2012

RELACIÓN DE USUARIOS RESIDENCIALES POR TRANSFORMADOR NIVEL DE TENSIÓN 1		
	2011	2012
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	1,353	1,369
CANTIDAD USUARIOS VINCULADOS A TRANSFORMADORES	56,054	57,414

Fuente: SUI

En cuanto a la información consultada al Sistema Único de Información - SUI para el año 2012, CETSA tuvo un aumento del 2.4% en la cantidad de usuarios residenciales vinculados a su mercado para el año 2012 comparado con el año 2011. De igual manera, se incrementó el número de transformadores vinculados al nivel de tensión 1, en una cantidad de 16 transformadores.

Tabla N° 3.5. Relación de usuarios no residenciales CETSA Comparativo por nivel de tensión año 2011 Vs 2012.

RELACIÓN DE USUARIOS NO RESIDENCIALES POR TRANSFORMADOR NIVELES DE TENSIÓN 1, 2 Y 3						
	NIVEL DE TENSIÓN 1		NIVEL DE TENSIÓN 2		NIVEL DE TENSIÓN 3	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	793	821	43	49	1	1
CANTIDAD USUARIOS VINCULADOS A TRANSFORMADORES	30,364	31,072	183	117	1	1

Fuente: SUI

Para el caso de los usuarios no residenciales en nivel de tensión 1, se tuvo un incremento del 1.01% en el año 2012 comparada con el año 2011, caso contrario se presentó con el nivel de tensión 2 donde se presentó una reducción del 36%.

Ahora bien, en cuanto al número de transformadores para usuarios no residenciales en todos los niveles de tensión, se incrementó en una cantidad de 34 unidades.

Es importante mencionar, que se presentó incremento en el número de usuarios de nivel de tensión 1, tanto para usuarios residenciales como no residenciales, y que caso contrario se dio en el nivel de tensión 2, donde se marca una fuerte caída, presentado por la presencia de nuevos comercializadores en el mercado del mencionado operador.

3.2 Inversiones

El nivel de inversiones de CETSA S.A. ESP. para el año 2012 ascendió a los \$7.704.070.981 discriminados de la siguiente forma.

Se reportaron un total de 5 proyectos ejecutados en un 100%, y desarrollados en el sector rural de Tuluá, especialmente hacia las centrales de generación relacionadas

en la tabla N°1. De acuerdo con lo expresado por el AGR, las inversiones buscaron mantener los niveles de calidad, eficiencia y confiabilidad exigidos por la regulación vigente así como el equilibrio financiero de la compañía al propender por la construcción de redes de mínimo costo.

Tabla N° 3.6. Proyectos de inversión CETSA 2012.

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	FECHA FINAL DE EJECUCIÓN	AVANCE
1	Desarrollo de obras y reposición de equipos para garantizar la continuidad de la operación de las plantas de generación ubicadas en el departamento del Valle del Cauca.	Mejorar desempeño confiabilidad y seguridad de equipos de planta- aumentar la vida útil de los equipos y aumentar la disponibilidad.	31/12/2012	100%
2	Desarrollo del Plan de Calidad y arquitectura de red en redes MT-BT de distribución para incrementar disponibilidad y mantenibilidad de los activos	Garantizar la confiabilidad del servicio- mejora de la calidad del servicio- incremento de la vida útil del activo redes- expansión del sistema y mejoramiento en la seguridad para las personas y medio ambiente.	31/12/2012	100%
3	Desarrollo del Plan de Calidad y arquitectura de Subestaciones para incrementar disponibilidad y mantenibilidad de los activos	Garantizar la confiabilidad del servicio- mejora de la calidad del servicio- incremento de la vida útil del activo Subestaciones- expansión del sistema y mejoramiento en la seguridad para las personas y medio ambiente.	31/12/2012	100%
4	Desarrollo del Plan aseguramiento de las redes para el control de la energía	Garantizar la confiabilidad del servicio- mejora de la calidad del servicio- incremento de la vida útil del activo- control de la energía y mejoramiento en la seguridad para las personas y medio ambiente.	31/12/2012	100%
5	Mejoramiento de software y hardware de sistemas y telecomunicaciones. Ejecución de obras para mitigación de riesgos en sedes operativas y administrativas. Compra de Equipos y herramientas para áreas operativas y mejoramientos de instalaciones en sedes y almacenes de la empresa.	Fortalecimiento de medios y canales de comunicación. Mejora de sedes- establecimiento de planes y herramientas informáticas de modernización y mejora continua. Mitigación del riesgo.	31/12/2012	100%

Fuente: SUI

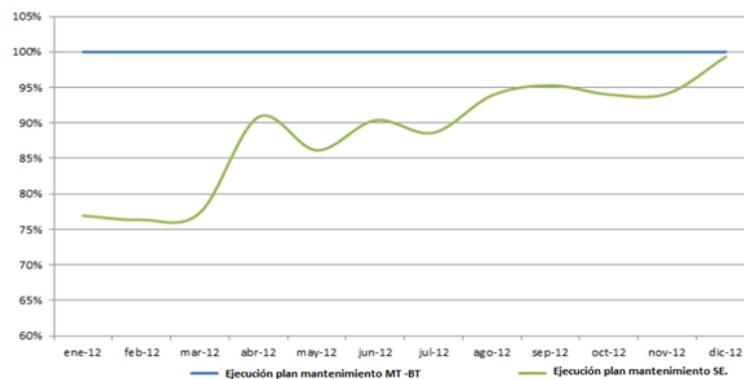
3.3 Mantenimiento y operación

De acuerdo a lo expresado por el AEGR, el esquema de mantenimiento ejecutado por la empresa, se basa en la filosofía del RCM 2.0 (Reliability Centered Maintenance = Mantenimiento centrado en la confiabilidad), a partir del cual se realiza un exhaustivo análisis de fallos, que está orientado a evitar los problemas que se puedan generar en los diferentes circuitos, brindando mayor confiabilidad de la red, mayor seguridad, mejor calidad de la energía entregada, menor impacto al medio ambiente, mayor vida de los equipos y mayor coste-eficacia.

Éste esquema de mantenimiento se divide en dos líneas de acción:

- La primera relacionada con las subestaciones a 34.5/13.2 kV.
- La segunda en lo relacionado con la gestión de activos de media y baja tensión (MT-BT).

CETSA estableció dos periodos para la ejecución del mantenimiento programado, algunas actividades se realizan quinquenalmente y otros anualmente. Para el caso del mantenimiento de las subestaciones, se realiza con personal de planta de la misma empresa, a excepción del mantenimiento especializado que se realiza a través de compañías especializadas, y el de las actividades de mantenimiento en activos de baja y media tensión se realiza de forma tercerizada, agrupando varias labores adicionales como la resolución de Órdenes de servicio de PQR, campañas de recuperación de pérdidas, corte y reconexión, levantamiento de información técnica etc.



Gráfica N°1 Mantenimiento CETSA año 2012

Fuente: AEGR

De acuerdo a lo expuesto por el AEGR, la ejecución del mantenimiento de la Empresa durante el año 2012 a nivel de las subestaciones 34.5/13.2kV fue del 99% y a nivel de activos en MT-BT se alcanzó un 100%, tal como se presenta en la Gráfica N°1.

3.4. Calidad del Servicio

A partir de la siguiente información se mostrará los resultados de la aplicación del esquema de incentivos de la resolución 097 de 2008 por parte de CETSA, aplicados desde el 2 trimestre de 2011, y que servirán de comparación para los registrados durante el año 2012.

Vale la pena resaltar, que dentro de las actividades de mantenimiento del año 2012, se realizó mantenimiento a las dos unidades de generación de la microcentral de Riofrío I.

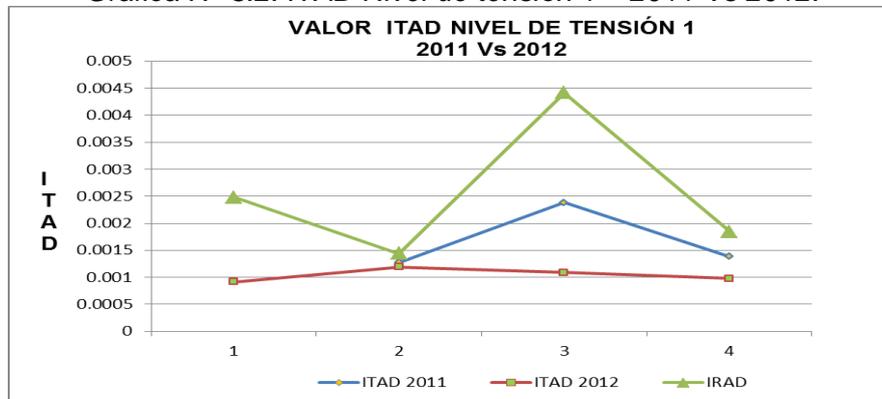
*Tabla N° 3.6. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad
Nivel de tensión 1 – CETSA*

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CETSA 2011 Vs 2012			
Trimestre	Nivel de Tensión 1		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.0009157	0.0024786
2	0.00127376	0.0011916	0.0014411
3	0.0023846	0.0010896	0.0044147
4	0.0013823	0.0009784	0.0018434

Fuente: SUI

El buen comportamiento de los indicadores de calidad ITAD para el año 2012, demuestra que el plan de mantenimiento seguido por CETSA, basado en la confiabilidad, ha generado los resultados esperados, tanto para el nivel de tensión 1 (ver grafica N° 2), como para los niveles 2 y 3 (ver grafica N° 3)

Grafica N° 3.2. ITAD Nivel de tensión 1 – 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI

De la gráfica N° 3.2, se observa que durante el segundo trimestre del año 2012 se presentó una desmejora en la calidad del servicio a los usuarios del nivel de tensión 1, situación que fue superado para los trimestres posteriores. Ahora bien, es importante mencionar que siempre se dio cumplimiento a los IRAD establecidos por la Resolución CREG 174 de 2010.

Tabla N° 3.7. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 2 y 3 – CETSA

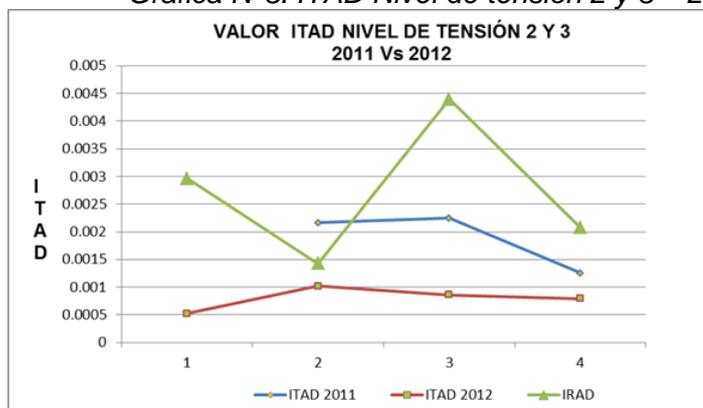
INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CETSA 2011 Vs 2012			
Trimestre	Nivel de Tensión 2 y 3		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.0005211	0.0029598
2	0.00216054	0.0010191	0.0014274
3	0.0022421	0.0008581	0.004392
4	0.0012535	0.0007908	0.0020735

Fuente: SUI

Al igual que para el nivel de tensión 1, se presentó desmejora en la calidad para el

segundo trimestre de 2012, pero con la diferencia de que el indicador para el mencionado trimestre, se encuentra más distante del IRAD respectivo, es decir con una mejor calidad, tal como lo muestra la gráfica N° 3.

Grafica N°3. ITAD Nivel de tensión 2 y 3 – 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI

De acuerdo con lo expuesto por el AEGR, la empresa ha venido calculando indicadores de comparación internacional tales como el SAIDI y SAIFI, que permiten obtener un indicador global de la calidad brindada al usuario y que es medida de manera diaria, con metas claras y acciones expeditas para la mejora. Y cuyos resultados para el SDL de CETSA acumulado al finalizar el 2012 fue de 8.64 horas de interrupción promedio por usuario para el SAIDI y de 17.62 interrupciones promedio por usuario para el SAIFI.

3.5 Calidad de la potencia

Con la entrada en vigencia de la resolución CREG 024 de 2005, la Empresa ha realizado una serie de inversiones y trabajos consistentes y sostenidos en la implementación del sistema de calidad de la potencia que dadas las señales regulatorias planteadas en la resolución en consulta 656 de 2012 en la definición del Sistema de medición y registro de calidad de la potencia, SMRCP, muestra un alcance total de la cobertura de medida en barras, con 5 medidores instalados en 5 subestaciones reportando semanalmente los formatos de eventos de Tensión (ET) y de PST (CEL) a la CREG.

Lo anterior, aunado a un completo sistema o red de comunicaciones, permiten una rápida y segura forma de obtención y almacenamiento de la información, evitándose posibles errores por un mal manejo de la información recolectada.

De igual forma, el AEGR expone que CETSA, mensualmente realiza por intermedio de la Unidad de calidad el servicio un informe del estado de la calidad de la Onda y los puntos circuitos crítico identificados mediante el cálculo los indicadores de la Calidad de la potencia Eléctrica – CPE, exponiendo el resultado de la comparación con referentes internacionales, a partir de los cuales lanza alertas, si es que estas se están presentando, además oficinas de gestión de la distribución y/o necesidades de monitoreo adicional a clientes y/o circuitos en la red.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Cantidad de suscriptores

Tabla 1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	50.361	92.91%
Total No Residencial	3.844	7.09%
Total Suscriptores	54.205	100.00%

Fuente: SUI

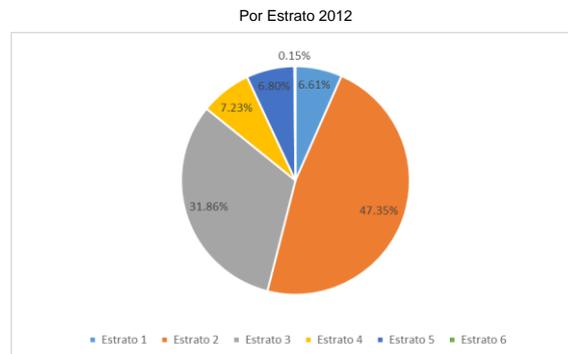
En la Tabla 1 se observa que el número de suscriptores de la compañía de Electricidad de Tuluá para el año 2012 es de 54.205, de los cuales el 92.9% corresponde al sector residencial.

Tabla 1 Número de Usuarios Residenciales
Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	3.328	6.61%
Estrato 2	23.844	47.35%
Estrato 3	16.043	31.86%
Estrato 4	3.642	7.23%
Estrato 5	3.427	6.80%
Estrato 6	77	0.15%

Fuente: SUI

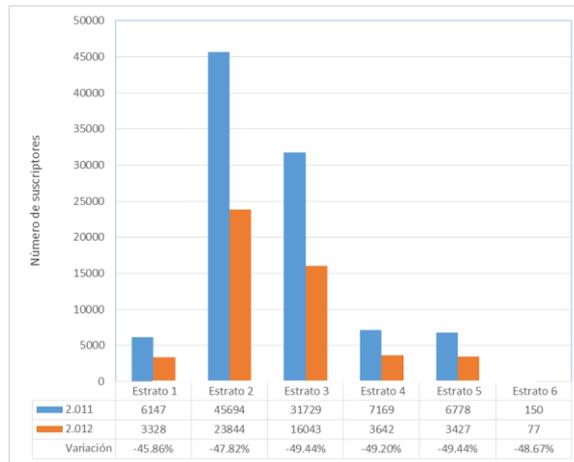
Gráfica 1 Distribución de Usuarios Residenciales



Fuente: SUI

De la Gráfica 1 y Tabla 2, se concluye que el 79.2% de los usuarios pertenece a los estratos 2 y 3. Solamente el 0.15% pertenece al estrato 6.

Gráfica 2 Variación de Número de Usuarios Residenciales
2011 - 2012



Fuente: SUI

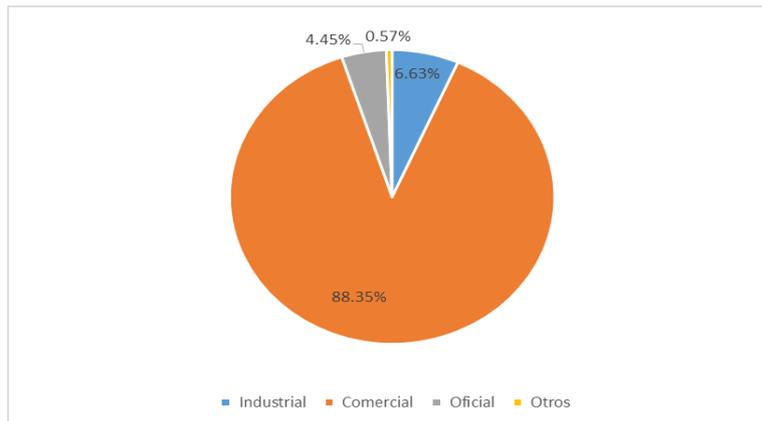
En la Gráfica 2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 1.3% ocurrido en el estrato 6, y el 5.6% en el estrato 1.

Tabla 1 Número De Usuarios No Residenciales
Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	255	6.63%
Comercial	3.396	88.35%
Oficial	171	4.45%
Otros	22	0.57%

Fuente: SUI

Gráfica 3 Distribución de Usuarios No Residenciales
Por Sector 2012



Gráfica 4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales
Por Sector
2011 - 2012



Fuente: SUI

Tabla 4 Distribución De Usuarios
Por Departamento

Departamento		2.011	2.012
VALLE	Suma - Estrato 1	6.147	3.328
	Suma - Estrato 2	45.694	23.844
	Suma - Estrato 3	31.729	16.043
	Suma - Estrato 4	7.169	3.642
	Suma - Estrato 5	6.778	3.427
	Suma - Estrato 6	150	77
	Suma - Industrial	409	255
	Suma - Comercial	5.470	3.396
	Suma - Oficial	336	171
	Suma - Otros	48	22

Fuente: SUI

Tabla 5 Número De Usuarios Comparado
Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	3.328	0.12%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	23844.00	0.55%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	16043.00	0.68%
Total Suma - Estrato 4	746.906	3642.00	0.49%
Total Suma - Estrato 5	290.667	3427.00	1.18%
Total Suma - Estrato 6	181.398	77.00	0.04%
Total Suma - Industrial	46.971	255.00	0.54%
Total Suma - Comercial	627.674	3396.00	0.54%
Total Suma - Oficial	53.919	171.00	0.32%
Total Suma - Otros	39.970	22.00	0.06%

Fuente: SUI

4.2 Consumo

Tabla 6 Consumo De Kwh
Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	87.895.365	55.31%
Total No Residencial	71.028.319	44.69%
Total Suscriptores	158.923.684	100.00%

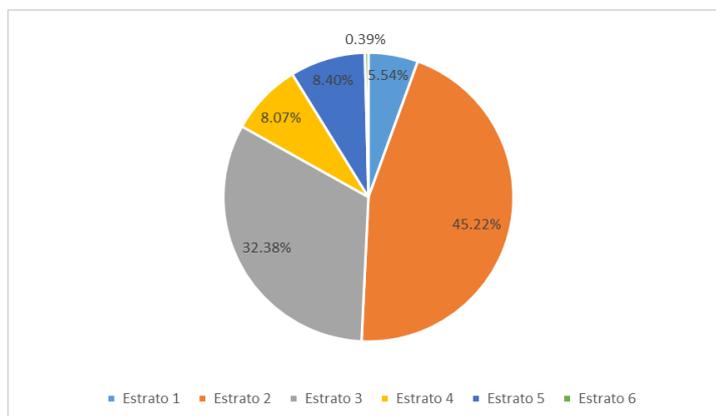
Fuente: SUI

Tabla 7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales
Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	4.869.468	5.54%
Estrato 2	39.749.827	45.22%
Estrato 3	28.456.509	32.38%
Estrato 4	7.090.339	8.07%
Estrato 5	7.384.989	8.40%
Estrato 6	344.233	0.39%

Fuente: SUI

Gráfica 5 Consumo de Usuarios Residenciales
Por Estrato



Fuente: SUI

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	32,13%	Cumple
Cobertura de Intereses - Veces	6	423,8	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	35,7	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar - Días	36,72	30,6	Cumple
Razón Corriente - Veces	1,38	0,6	No cumple

Fuente SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Compañía de Electricidad de Tuluá cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

El margen operacional es superior al 30%, lo que indica que la utilidad generada por la Empresa representa una alta rentabilidad, a pesar que el indicador presentó decrecimiento con respecto a 2011, este sigue siendo alto y se encuentra sobre el valor establecido.

La cobertura de intereses supera ampliamente el referente, los gastos por intereses son muy bajos; el EBITDA de la Empresa es de \$20,295 millones, con el cual se garantiza un amplio cumplimiento de estas obligaciones debido a su bajo monto.

La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra dentro del referente, la Empresa no presenta problemas en hacer efectivas las cuentas por cobrar, la cartera se recupera oportunamente. Con respecto a las cuentas por pagar, la Empresa tarda 31 días en cancelar sus compromisos.

Finalmente, la razón corriente es el único indicador de gestión financiero con el cual la Empresa no cumple la meta establecida, el resultado de este indicador señala que la Empresa no solo incumple el referente, sino que no cuenta con disponibilidad de recursos para atender las obligaciones a corto plazo.

El auditor de gestión no realizó el reporte de la información de indicadores de gestión de resultados al SUI, para conocer las explicaciones de la Empresa en cuanto al cumplimiento de los referentes establecidos para cada uno de los indicadores de gestión financieros y el concepto emitido por el auditor sobre estos.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1 Oportunidad de cargue

La Compañía de Electricidad de Tuluá S.A ESP, no presenta ningún formato pendiente de cargue para el año 2012, pero que el 49% de los formatos reportados lo realizo de manera extemporánea.

6.2 Calidad de la información comercial residencial

- Usuarios por estrato

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones a la COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Compañía de Electricidad de Tuluá presenta un comportamiento estable en la gestión financiera, de acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la Empresa presenta un bajo nivel de endeudamiento, el cual se redujo con respecto al

año anterior, la mayor parte de los fondos con los que cuenta la Empresa son propios. La Empresa no presenta problemas relacionados con la cobertura en los gastos financieros.

La empresa presenta problemas de liquidez, no logra cubrir las obligaciones a corto plazo, ya que la mayor parte del total de las obligaciones se encuentran concentradas en dicho periodo, los activos corrientes no son suficientes para realizar el pago de estos. Se presenta una mejoría en la gestión de cobro de las cuentas de la compañía con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.

La Empresa presenta utilidades operacionales y netas positivas, las cuales se redujeron con respecto a la vigencia anterior; aunque el margen de rentabilidad operacional disminuyó con respecto a 2011, este sigue siendo superior al 30%, lo que indica que la Empresa a pesar del incremento en los costos y gastos operativos sigue presentando utilidades y niveles aceptables de rentabilidad.

Respecto al informe del Auditor Externo, no presenta el reporte de viabilidad financiera, ni la evaluación de los aspectos financieros en la evaluación de los puntos específicos, de acuerdo a lo establecido en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006.