

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Agosto de 2013**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Gestión y Auditoria Especializada Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1950 para desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$152.293.105.430 y tiene su sede principal en la ciudad de Bucaramanga. Su última actualización en RUPS fue el día 17 de mayo de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
Sigla	ESSA E.S.P.
Nombre del gerente	Carlos Alberto Gómez Gómez

Fuente: SUI

ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$1.405.437.650.296	\$1.656.119.019.220	-15,14%
Activo Corriente	\$270.481.636.225	\$292.552.535.146	-7,54%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$415.856.721.039	\$384.323.984.118	8,20%
Inversiones	\$21.050.156.633	\$21.703.670.733	-3,01%
Pasivo	\$298.633.303.407	\$339.290.377.158	-11,98%
Pasivo Corriente	\$141.788.335.280	\$166.656.641.051	-14,92%
Obligaciones Financieras	\$0	\$40.000.000.000	-100,00%
Patrimonio	\$1.106.804.346.889	\$1.316.828.642.062	-15,95%
Capital Suscrito y Pagado	\$152.293.105.430	\$152.293.105.430	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$1.405.438 millones, presentando un decrecimiento de \$250.681 millones con respecto al año anterior, debido a la disminución de 27,58% en otros activos, como consecuencia de la variación evidenciada en las valorizaciones, las cuales pasaron de \$887.565 a \$636.897 millones.

La cuenta de efectivo, registra una disminución de 6,86% con respecto a 2011, descendiendo a \$ 151.754 millones, esta variación es explicada por la reducción en la

totalidad de los fondos especiales en cuentas de ahorro, los cuales presentaban un saldo de \$18.365 millones en 2011 y pasaron a \$0 en 2012.

En cuanto a las inversiones, se evidencia una reducción de \$654 millones con respecto a 2011, como consecuencia del decrecimiento de \$446.419 millones en inversiones patrimoniales controlantes en entidades privadas, las cuales se redujeron en su totalidad para el 2012.

La cuenta de deudores, presenta una disminución de 1,45% con respecto a 2011, descendiendo a \$140.722 millones, como resultado de la reducción en otros deudores, rubro que pasó de \$34.069 millones a \$27.026 millones, debido a la variación evidenciada en esquemas de cobro.

La cuenta de deudores del servicio de energía presentó un incremento de \$6.083 millones, ubicándose en \$103.501 millones en el año 2012.

Por otra parte la propiedad planta y equipo registra un incremento de \$31.533 millones con respecto a 2011, como consecuencia del aumento de \$25.692 millones en subestaciones y/o estaciones de regulación, \$8.958 millones en redes de distribución y \$5.178 millones en líneas y cables de transmisión,

El Activo Corriente corresponde al 19,25% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un decrecimiento del 7,54%, pasando de \$292.552 millones en 2011 a \$270.482 millones en 2012; compuesto principalmente por efectivo de \$151.754 millones y deudores del servicio de energía por \$102.046 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron un 11,98%, ubicándose en \$298.633 millones en 2012, variación producida principalmente por la reducción de \$40.000 millones en las obligaciones financieras en banca comercial, las cuales se cancelaron en su totalidad presentando un saldo de \$0 para 2012.

Los pasivos estimados y provisiones decrecieron \$7.210, debido a la variación evidenciada en la provisión para obligaciones fiscales, específicamente en provisión industria y comercio, cuenta que paso de \$6.784 millones en 2011 a \$ 0 en 2012.

Por otra parte, las cuentas por pagar presentaron un incremento del 3,63% con respecto a 2011, esta variación se presenta como consecuencia del aumento en \$20.656 millones en la cuenta de impuestos, tasas y contribuciones por pagar, principalmente en renta y complementarios e industria y comercio.

Por el contrario, la cuenta correspondiente a adquisición de bienes y servicios, registran un decrecimiento de \$14.983 millones descendiendo a \$50.614 millones en 2012.

El pasivo corriente corresponde al 47,48% del total del Pasivo, el cual desciende a \$141.788 millones en 2012, presentando una variación de 14,92% con respecto a 2011, está compuesto por cuentas por pagar de \$104.877 millones, seguido por pasivos estimados y provisiones de \$22.885 millones.

El patrimonio presentó una reducción de 15,95% equivalente a \$210.024 millones con respecto a 2011, pasando de \$1.316.829 a \$1.106.804 millones en 2012, soportado en el superávit por valorización, el cual disminuye 28,24% descendiendo a \$636.897 millones en 2012.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 78,75% de los fondos de la Empresa son propios, y los 21,25% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$700.799.832.498	\$633.269.490.243	10,66%
COSTOS OPERACIONALES	\$560.875.082.634	\$523.589.210.242	7,12%
GASTOS OPERACIONALES	\$108.923.751.374	\$87.047.037.541	25,13%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$31.000.998.490	\$22.633.242.460	36,97%
OTROS INGRESOS	\$31.674.613.706	\$32.519.398.886	-2,60%
OTROS GASTOS	\$3.967.504.422	\$33.977.288.274	-88,32%
GASTO DE INTERESES	\$57.184.551	\$2.802.561.955	-97,96%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$58.708.107.774	\$21.175.353.072	177,25%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$700.800 millones, presentando un incremento de 10,66% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$66.150 millones ascendiendo a \$692.069 millones en 2012. La demanda creció especialmente en el sector residencial de estratos 1 y 2.

Los Costos Operacionales fueron de \$560.875 millones, los cuales representan el 80,03% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 7,12% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento de \$26.309 millones en costos por control de calidad; al igual que en las compras de energía en bloque y en bolsa en \$10.470 y \$18.160 millones respectivamente, como resultado del incremento en las tarifas y precio de bolsa.

Los gastos operacionales aumentaron 25,13%, pasando de \$87.047 a \$108.924 millones, de los cuales \$64.288 millones corresponden a gastos de administración y \$44.636 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración crecieron \$4.530 millones, variación que es ocasionada por el aumento registrado en sueldos y salarios de 32,66% como resultado de la contratación de personal para la realización de nuevos proyectos. Los gastos generales registraron un incremento de 23,32%, debido a las consultorías y asesorías llevadas a cabo para la implementación de NIIF y ERP.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$17.346 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales presenta un incremento de \$15.656 millones, la cual corresponde a impuesto de renta y complementarios. Por otra parte, en cuanto a la depreciación de propiedad planta y equipo, se evidencia una disminución de \$169 millones, la cual pasa de \$1.772 millones en 2011 a \$1.603 millones en 2012.

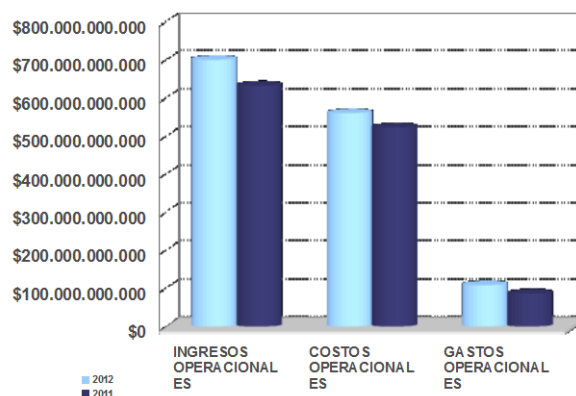
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$31.001 millones presentando un crecimiento de 36,97% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos operacionales, los cuales superaron el incremento evidenciado en los costos y gastos operacionales.

Los Ingresos no operacionales disminuyeron 2,60% ubicándose en \$31.675 millones, como consecuencia del decrecimiento en los ingresos financieros, variación que obedece a la reducción de \$5.804 millones en dividendos por parte de la empresa Gasorient.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$3.968 millones, los cuales decrecieron 88,32% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción de \$31.177 millones en gastos extraordinarios, los cuales incluyen pérdida en baja de propiedades planta y equipo.

La utilidad neta fue de \$58.708 millones, presentando un incremento de 177,25% con respecto a 2011, como consecuencia de la fuerte reducción registrada en los gastos no operacionales.

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 1,9 veces, indicador que evidencia un incremento de 0,1 veces con respecto al año anterior, este presenta una mejoría como consecuencia de la reducción en los pasivos corrientes; esto quiere decir que la empresa posiblemente podría cubrir sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$270.482 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$141.788 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 3 días pasando de 71 días en 2011 a 68 días en 2012, lo que implica que la empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar; como consecuencia del incremento en las ventas de bienes y servicios.

La Empresa tarda 33 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 13 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 46 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 19,25% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta un incremento de 1,58% con respecto al 2011, 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	1,9	1,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	68	71
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	33	46
Activo Corriente Sobre Activo Total	19,25%	17,66%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	21,2%	20,5%
Patrimonio Sobre Activo	78,8%	79,5%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	47,5%	49,1%
Cobertura de Intereses – Veces	2.308,2	38,3
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	131.994.170.529	107.450.670.468
Margen Operacional	18,8%	17,0%
Rentabilidad de Activos	9,4%	6,5%
Rentabilidad de Patrimonio	12,2%	8,2%

Fuente: SUI

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 21,2%, en el cual se evidencia un incremento de 0,7% con respecto al año anterior, año en el que era de 20,5%, esta variación es resultado de la significativa disminución registrada en los activos de la empresa.

El 78,8% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que decreció con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 79,5% de los Activos, debido al incremento del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 47,5% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 1,6% con respecto al año anterior, el cual era de 49,1%, lo que implica que la compañía redujo las obligaciones a corto plazo.

La empresa presenta una cobertura de intereses de 2308 veces, se evidencia una mayor capacidad de pago de estos con respecto al año anterior, como consecuencia de la fuerte disminución de los gastos de intereses en 2012.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$24.544 millones con respecto al año anterior, pasando de \$107.451 a \$131.994 millones en el 2012, debido al incremento en los ingresos operacionales.

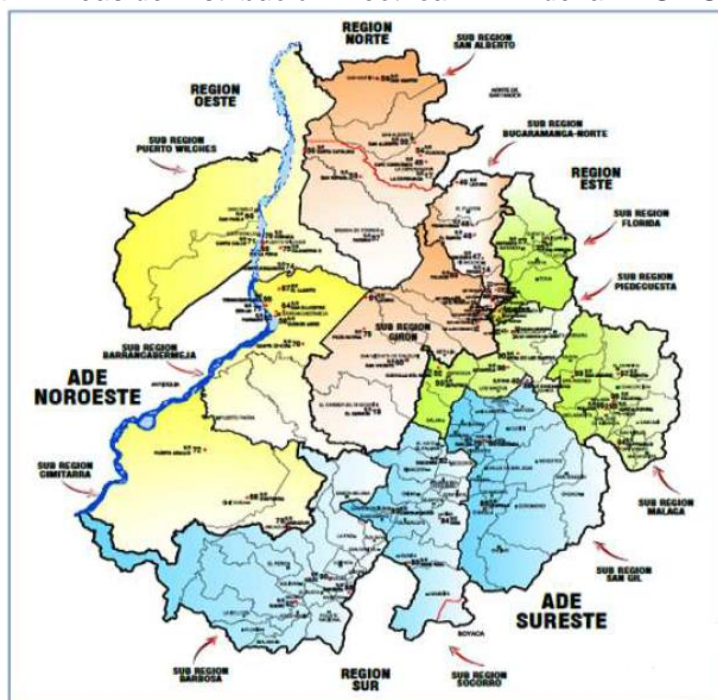
El margen operacional en 2012 fue de 18,8%, presentando un incremento de 1,8% con respecto a 2011, año en el cual fue de 17,0% como consecuencia del crecimiento evidenciado en el EBITDA.

La rentabilidad de los Activos aumentó 2,9% con respecto al año anterior ubicándose en 9,4%; al igual que la rentabilidad del patrimonio, la cual presentó un incremento de 4,0% con respecto a la vigencia anterior siendo de 12,2% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Este capítulo presenta los aspectos más relevantes del análisis y evaluación de la información suministrada por ESSA S.A ESP, el cual fue realizado por la firma auditora “Gestión y Auditoría Especializada Ltda” en su Auditoría de Gestión y Resultados para los procesos de Mantenimiento de redes, subestaciones, líneas, equipos y unidades de generación de energía, así mismo la disponibilidad de plantas, ejecución de inversiones realizadas por la empresa durante el 2012, revisión y verificación de las interrupciones presentadas durante éste mismo período de acuerdo a los criterios fijados por la resolución CREG No. 097 de 2008.

Figura. 1 Áreas de Distribución Eléctrica –ADE de la EBSA SA ESP.



Fuente: AEGR

Adicionalmente se complementa la información presentada por la firma auditora con información obtenida del Sistema Único de Información, SUI y el portal de la firma XM “PARATEC”.

ESSA S.A ESP es una empresa dedicada a la prestación de los servicios públicos de generación, distribución, transmisión, comercialización de energía y actividades relacionadas con éstas, en el ámbito de los departamentos de Santander, Bolívar Cesar y Norte de Santander, atendiendo un total de 92 localidades.

La firma auditora menciona en su informe que la empresa tiene dividido el sistema de distribución en 2 subsistemas denominados Áreas de Distribución Eléctrica – ADE, como lo son la Noreste y Sureste, la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta la división geográfica de las citadas Ades.

ADE SURESTE: Comprende las zonas Metropolitana Sur (Bucaramanga sur, Floridablanca y Piedecuesta), Málaga, San Gil, Socorro y Barbosa.

ADE NORESTE: Comprende Metro Norte, Barrancabermeja, San Alberto y Cimitarra.

Descripción de la infraestructura

La firma auditora informa que ESSA S.A ESP Cuenta con la infraestructura eléctrica que se describe a continuación para atender la demanda en el negocio de distribución de energía, en su mercado regulado, la mencionada infraestructura eléctrica está compuesta por 79 subestaciones entre los sistemas de transmisión, sub-transmisión y distribución, así mismo, cuenta con líneas para el transporte y distribución de energía eléctrica a nivel de 220,115, 34,5, 13.2 kV., y 208-120 voltios que alimentan a los clientes finales del Sistema Eléctrico, divididas en 269 circuitos alimentadores en el Nivel de tensión 2, 26.316 transformadores de distribución para atender a 586.920 usuarios finales, con una cobertura del servicio del 96 % (99.85 % en la zona urbana y 83.12 % en la rural).

La siguiente Tabla 3.1 muestra un resumen de las longitudes de líneas y redes con las que contaba la ESSA SA ESP en el año 2012.

Tabla 3.1. Datos Redes en general de la ESSA SA ESP.

KM Líneas de transmisión 220 KV.	206,00
KM Líneas de transmisión 115 KV.	544,00
KM Redes MT 34,5 kV.	1055,00
KM Redes MT < = 13,2 kV	14706,00
KM Redes B T	31406,00
Transformadores Instalados	26316,00
No. Subestaciones	79,00

Fuente: AEGR

De otra parte la Tabla 3.2 y la Tabla 3.3 presentan los activos y clientes en el ADE Noreste y Sureste respectivamente, discriminando para cada uno la cantidad en kilómetros de red o cantidad y el porcentaje de participación dentro del área dentro de los activos que posee la empresa.

Tabla 3.2. Infraestructura y clientes del ADE Noroeste.

ASPECTO	CANTIDAD	%
KM Redes MT 34,5 K v	625	59,24%
KM Redes M T < = 13,2 kV	6544	44,50%
KM Redes B T	14981	47,70%
No. de clientes	341587	58,20%
No. de municipios	19	20,70%
Transformadores Instalados	13434	51,05%
No. Subestaciones	41	51,90%

Fuente: AEGR

Tabla 3.3. Infraestructura y clientes del ADE Suroeste.

ASPECTO	CANTIDAD	%
KM Redes MT 3 4 ,5 kV	430	40,76%
KM Redes M T < = 1 3 .2 kV	8162	55,50%
KM Redes B T	16425	52,30%
No. de clientes	245333	41,80%
No. de municipios	73	79,30%
Transformadores Instalados	12973	49,30%
No. Subestaciones	41	51,90%

Fuente: AEGR

En cuanto a infraestructura de Generación de ESSA SA ESP, se discrimina por plantas térmicas e hidráulicas así.

Plantas Térmicas:

TERMOPALENQUE: con una capacidad efectiva neta de 13Mw. En proceso de retiro, la razón es su inviabilidad económica y financiera.

TERMOBARRANCA: Cuenta con tres unidades de generación térmica, tiene capacidad efectiva neta de 91 MW, de los cuales están en servicio 48 Mw, dedicados a la prestación directa del servicio de energía para la refinería de Ecopetrol I cual está Vigente hasta septiembre de 2013.

Plantas Hidráulicas:

CASCADA: Cuenta con cinco unidades de generación, concebida como una central filo de agua, se alimenta mediante un canal de derivación de las aguas del río Fonce, tiene una potencia instalada 3,34 MW y una potencia neta de 2.6 Mw. Atiende demanda interna de ESSA en San Gil.

Palmas: Cuenta con cuatro unidades de generación. Tiene una potencia total instalada de 18 Mw y una potencia efectiva neta de 14 Mw, su embalse está situado en el corregimiento de Bocas y se alimenta del Río Lebrija. Atiende demanda interna de ESSA en Bucaramanga.

Zaragoza: Cuenta con tres unidades de generación. Estuvo activa hasta Junio de 2012, está en proceso de retiro.

La energía que produce ESSA es vendida en la demanda interna propia para el caso de las Hidráulicas y a Ecopetrol para el caso de Termobarranca. Hoy día equivale al 4% del total.

Inversiones

El objetivo estratégico que apoya la planeación y ejecución de las inversiones en ESSA SA E.S.P. es el de lograr la Excelencia Operacional en los procesos, también es un propósito fundamental de la Empresa mantener la calidad y continuidad del servicio como parte de su propuesta de valor al cliente.

Igualmente debe asegurar la prestación del servicio de manera rentable como elemento de sostenibilidad para asegurar la continuidad del negocio. Adicionalmente con las inversiones ESSA busca:

- Remover restricciones operativas
- Atender el crecimiento de la demanda de energía
- Mejorar la calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía
- Cumplir exigencias regulatorias
- Modernizar la infraestructura y colocarla e
- Disminuir os tiempos de reposición del servicio
- Reducir los costos de AOM

En cuanto a las inversiones destinadas a redes líneas y subestaciones, las inversiones destinadas a ser ejecutadas en la infraestructura eléctrica de transmisión, distribución y generación por ESSA durante el 2012 se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Ejecución de las inversiones de ESSA SA ESP por actividad.

Inversiones	Actual	Ppto Acum	% Var.
Transmisión y Distribución	28,367	48,727	58,2%
Proyecto Pérdidas	16,032	19,508	82,2%
Generación	1,871	8,066	23,2%
Total	46,27	76,301	60,6%

Fuente: AEGR

Por otra parte la inversión dentro del Plan de Expansión de infraestructura de Transmisión y Distribución se encuentra los proyectos descritos en la Tabla 3.5 junto con la meta de inversión para cada uno de ellos.

Tabla 3.5. Proyectos de inversión para la expansión de los sistemas de transmisión y distribución.

PROYECTO - EXPANSIÓN	META A DICIEMBRE
SUBESTACIÓN PIEDECUESTA 3X 50 MV A 230/11 5 KV + 40 MVA 115/34.5 KV	6100,00
PROYECTO PUERTOWILCHES 115 KV	5850
SUBESTACIÓN BUENAVISTA 2X 20 MVA 115/ 34.5 +1X 40 M V A 11 5/ 13.8 K V	500
CONSTRUCCIÓN DE LA BAHÍA 11 5 KV LÍNEA BUCARAMANGA - SAN GIL	290
PROYECTO CRUCE DEL RIO WILCHES - CANTA GALLO 34.5 K V	575
LÍNEA DOBLE CTO PIEDECUESTA - GRANJA - AUTOPISTA 3 4.5 K V	500
ADECUACIÓN BODEGAS DE ALMACENAMIENTO DE EQUIPOS CONTAMINADOS CON PCB'S Y OTROS RESIDUOS PELIGROSOS	500
REPOTENCIACIÓN LÍNEAS DE 34,5 KV 401 Y 402	314

Fuente: SUI

Dentro de la reposición se ejecutaron los proyectos descritos en la Tabla 6 donde se puede apreciar para cada uno el valor de la inversión en millones de pesos y su respectivo porcentaje de cumplimiento a Diciembre de 2012.

Tabla 3.5. Proyectos de inversión del plan de reposición.

PROYECTO	META A DICIEMBRE [M \$]	CUMPLIMIENTO INVERSIÓN	
		EJEC A DIC	% CUMP
REPOTENCIACIÓN LÍNEAS DE 34,5 KV 401 Y 402	314	321	102,23%
PLAN DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE LAS SUBESTACIONES DE POTENCIA ATENDIDAS	8197	1698	20,71%
REPOSICIÓN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	1760	0	0,00%
PROYECTO DE REPOSICIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS Y SECUNDARIAS URBANAS Y RURALES EN REGIONES DEL ADE SURESTE	2000	2426	121,30%
REPOSICIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL SDL ADE NOROESTE	2184	0	0,00%
EXPANSIÓN PARA OPTIMIZAR LA INFRAESTRUCTURA DE REDES DEL SDL ADE NOROESTE	2717	200	7,36%
ACTIVIDADES PARA LA REPOSICION DE RECLOSERES EN REDES DEL SDL - ADE SURESTE	2150	0	0,00%

Fuente: SUI

Finalmente la Tabla 3.6 presenta la ejecución de los proyectos de generación de la ESSA SA ESP discriminando para cada uno para cada uno el valor de la inversión en millones de pesos y su respectivo porcentaje de cumplimiento a Diciembre de 2012.

Tabla 3.6. Proyectos de inversión en Generación.

PROYECTO	META A DICIEMBRE [M \$]	CUMPLIMIENTO INVERSIÓN	
		EJECUTADO A DIC.	% CUMP
MODERNIZACIÓN PLANTA TERMO BARRANCA	416	422	101,44%
MANTENIMIENTOS MAYORES PLANTAS HIDRAULICAS	889	458	51,52%
MANTENIMIENTOS MAYORES TERMO BARRANCA	6879	819	11,91%
MODERNIZACIÓN PLANTAS HIDRAULICAS	889	0	0,00%
MANTENIMIENTO MAYOR BOCATOMA UNIDADES 1, 2 Y 3 DE TERMOBARRANCA	120	83	69,17%

Fuente: SUI

Mantenimiento y operación

Las principales actividades contenidas en el plan de mantenimiento son las siguientes:

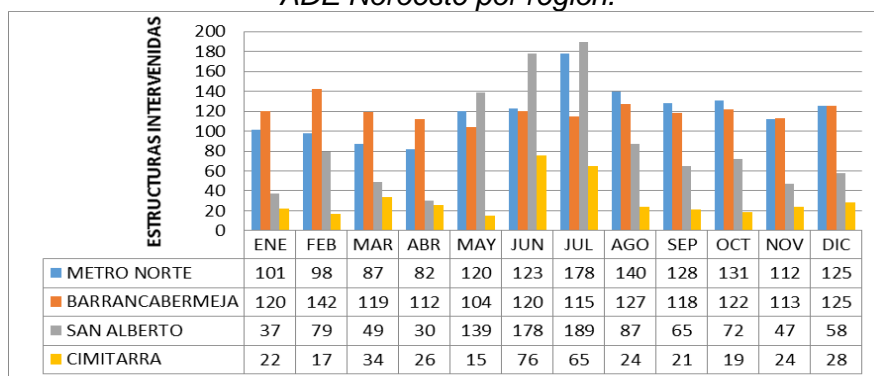
- Inspección visual del estado y funcionalidad de las estructuras de apoyo.
- Cambio de aislamiento, seccionamientos, apantallamientos, herrajes, templetes y aterrizajes.
- Mantenimiento Preventivo en Transformadores que comprende en la inspección visual del estado y funcionalidad de las estructuras de aislamientos, seccionamientos, apantallamientos y aterrizajes.
- Diagnóstico Termográfico de redes.
- Poda de vegetación. Con acercamiento a las redes de media tensión.

El auditor presento el seguimiento de los planes de Mantenimiento realizado a través de la verificación del cumplimiento de las labores ejecutadas, según el número de estructuras intervenidas versus las programadas, la Fuente: *sui*

y la Figura. 3.1 muestran la cantidad de estructuras intervenidas en el plan de mantenimiento del ADE Noroeste por zona y el consolidado respectivamente.

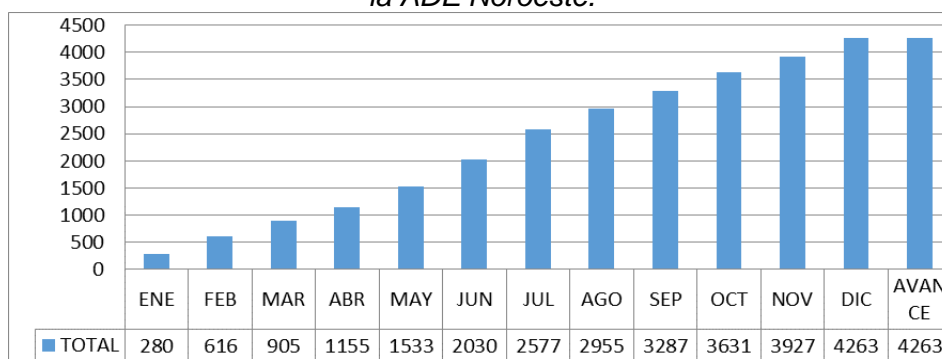
Para el área de distribución Sureste la Figura. 3.2. y la Figura. 3.3. muestran la cantidad de estructuras intervenidas por zona y el consolidado respectivamente.

Figura. 3.2 Estructuras intervenidas en el plan de mantenimiento preventivos de la ADE Noroeste por región.



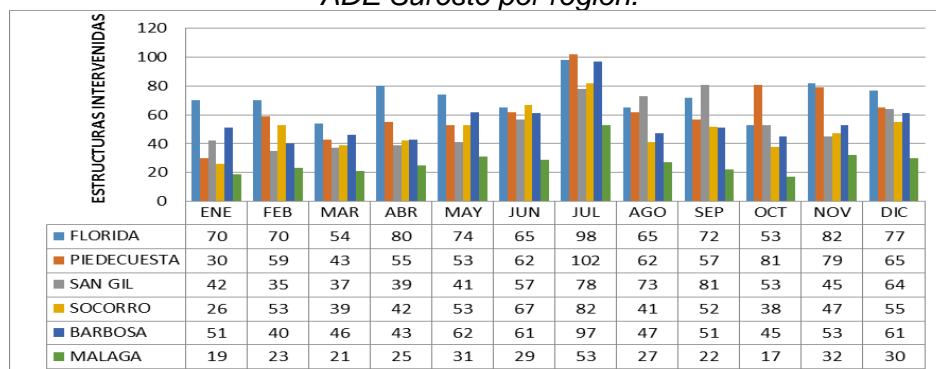
Fuente: SUI

Figura. 3.1 Total estructuras intervenidas en el plan de mantenimiento preventivos de la ADE Noroeste.



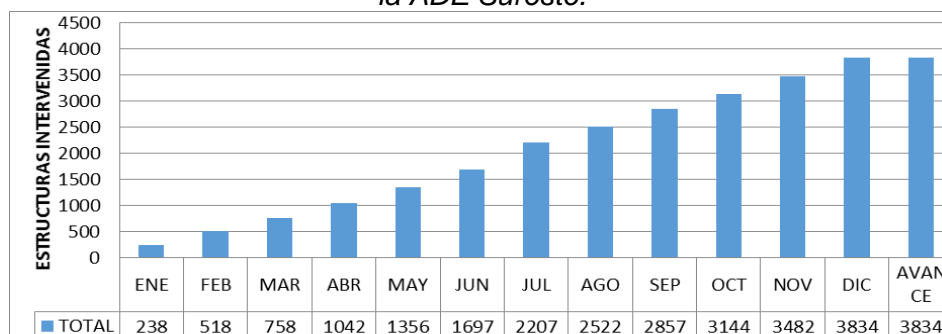
Fuente: SUI

Figura. 3.2 Estructuras intervenidas en el plan de mantenimiento preventivos de la ADE Sureste por región.



Fuente: SUI

Figura. 3.3 Total estructuras intervenidas en el plan de mantenimiento preventivos de la ADE Sureste.



Fuente: SUI

Con respecto a la poda de vegetación la firma auditora informa que los contratos de poda son planeados teniendo en cuenta los ciclos de poda de las distintas especies arbóreas que se encuentran ubicadas en las cercanías de las redes eléctricas.

La planeación, ejecución de la poda se realiza mediante el procedimiento de establecer primero un porcentaje de los kilómetros a revisar, y segundo se realiza el recorrido con las cuadrillas para poda y luego se efectúa la actividad.

En cuanto al remplazo de transformadores de Distribución en el nivel de tensión II, comparativamente entre el 2011, y el 2012 se observa una reducción a un número de 1114 transformadores, sin embargo esta valor fue superior en un 7% sobre la meta esperada 1045.

La Tabla 3.7 presenta un cuadro con los datos de Comparativos 2011 y 2012.

Tabla 3.7. Transformadores quemados.

Mes/Año	2011	2012	Meta
ENE	47	27	35
FEB	49	40	60
MAR	78	127	90
ABR	100	126	118
MAY	129	114	118
JUN	87	77	104
JUL	142	102	100
AGO	138	88	77
SEP	89	114	97
OCT	138	164	133
NOV	96	92	60
DIC	74	43	53
Total	1167	1114	

Fuente: SUI

Para las subestaciones se tienen definidos dos (2) tipos de mantenimientos: El mantenimiento preventivo y predictivo.

- El mantenimiento predictivo consiste en Termografía a los equipos.

- El mantenimiento de Preventivo, que consiste básicamente en un mantenimiento integral de las subestaciones y consta de: Limpieza e inspección visual del estado y funcionalidad de los diferentes elementos de patio y de la sala de control como son: estructuras de apoyo, aisladores, apantallamientos, entre otros, realizándoles ajuste de cierres, limpieza interior tableros de mando y ajuste de conexiones.

La Tabla 8. muestra las inspecciones Termográficas realizadas a las subestaciones de energía versus las programadas.

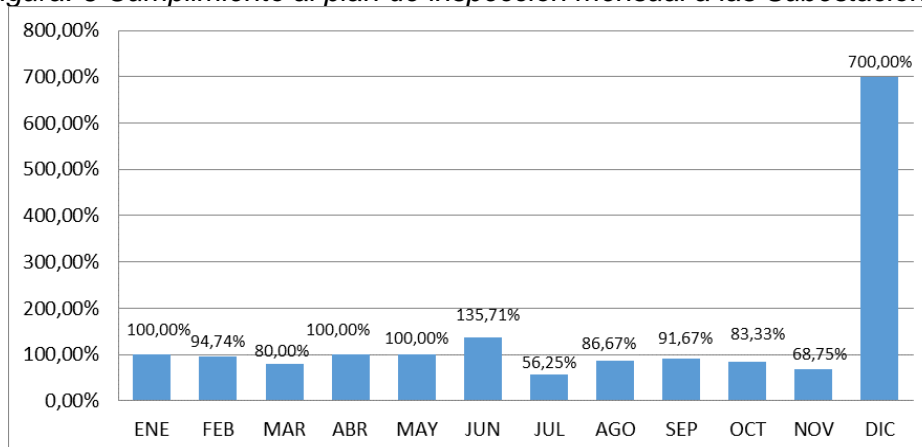
Tabla 8. Cumplimiento de las termografías realizadas a las Subestaciones.

Mes	Visitas Programadas	Visitas Realizadas	Porcentaje
ENE	25	25	100,00%
FEB	19	18	94,74%
MAR	25	20	80,00%
ABR	10	10	100,00%
MAY	18	18	100,00%
JUN	14	19	135,71%
JUL	16	9	56,25%
AGO	15	13	86,67%
SEP	12	11	91,67%
OCT	18	15	83,33%
NOV	16	11	68,75%
DIC	5	35	700,00%
Total	193	204	105,70%

Fuente: SUI

Por otro lado la Fuente: SUI presenta el cumplimiento del plan de inspección de las subestaciones.

Figura. 6 Cumplimiento al plan de inspección mensual a las Subestaciones.



Fuente: SUI

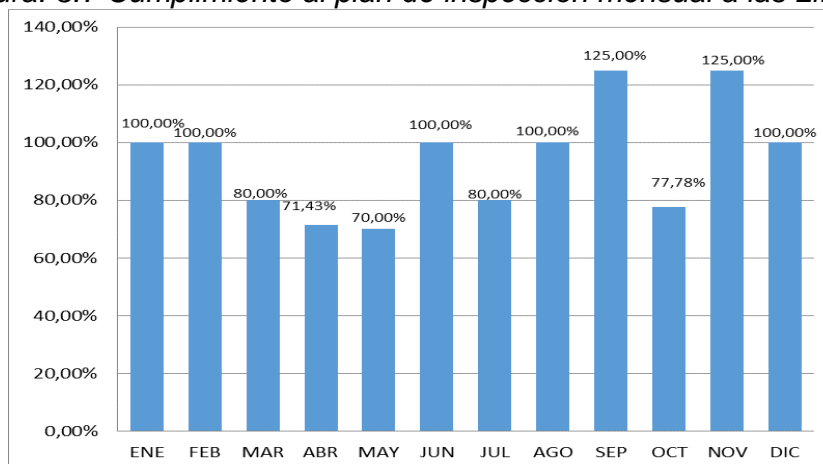
El Plan en las Termografías para las líneas de 34.5 KV, y los recorridos visuales donde se realiza diagnóstico, mantenimiento preventivo y correctivo, revisión de las franjas, servidumbres, y problemas en general que se presenten en estos activos se presenta en la Tabla 3.9 y la Fuente: SUI

Tabla 3.9. Cumplimiento de las termografías realizadas a las Líneas.

Mes	Visitas Programadas	Visitas Realizadas	Porcentaje
ENE	1	1	100,00%
FEB	1	1	100,00%
MAR	10	8	80,00%
ABR	7	5	71,43%
MAY	10	7	70,00%
JUN	6	6	100,00%
JUL	5	4	80,00%
AGO	4	4	100,00%
SEP	8	10	125,00%
OCT	9	7	77,78%
NOV	4	5	125,00%
DIC	2	2	100,00%
Total	67	60	89,55%

Fuente: SUI

Figura. 3.7 Cumplimiento al plan de inspección mensual a las Líneas.



Fuente: SUI

En cuanto al plan de mantenimiento predictivo, con base en las pruebas y diagnósticos de valoración sobre el funcionamiento de los equipos, ESSA SA ESP identifico las necesidades para realizar mejoras y cambios de piezas.

La relación de contratos de mantenimientos realizados en las plantas hidráulicas se presenta en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Mantenimiento Plantas Hidráulicas.

DESCRIPCIÓN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	VALOR
Reparación del caracol U -2 Palmas	18/07/2012	15/09/2012	\$ 62.073.794
Fabricación de repuestos varios Centrales Hidráulicas	10/09/2012	08/05/2013	\$ 350.498.855
Repoblamiento ictico (peces) en el rio Lebrija compensación desembalses Represa de Bocas	21/08/2012	16/02/2013	\$ 32.400.000
Limpiezas del desarenador y vaso Represa de Bocas 2012 CH Palmas	21/08/2012	17/01/2013	\$ 52.200.000

DESCRIPCIÓN MANTENIMIENTO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	VALOR
Operación de la represa de bocas, fontanería Planta Cascada y mantenimiento correctivo Plantas Hidráulicas de ESSA.ESP. periodo 2012 - 2013	22/08/2012	01/06/2013	\$ 816.979.390
Fabricación, adecuación y reconstrucción de kit de repuestos para mantenimientos mayores Plantas Hidráulicas	11/07/2012	06/01/2013	\$ 458.490.000

Fuente: SUI

Por otra parte la Tabla 3.11 presenta la programación de mantenimiento mayor en las plantas de generación hidráulicas programadas y realizadas durante el año 2012 para cada unidad de las plantas.

Tabla 3.11. Unidades hidráulicas en mantenimiento mayor 2012.

UNIDADES EN MANTENIMIENTO MAYOR 2012			
Ítem	Planta	Unidad	Avance
1	PALMAS	1	Ejecutado 100 %
2	PALMAS	3	Ejecutado 100 %
3	PALMAS	4	Ejecutado 100 %
4	PALMAS	2	Ejecutado 90 %
5	Cascad	1	Ejecutado 50 %
6	Cascad	3	Ejecutado 40 %

Fuente: SUI

Los contratos de mantenimientos realizados en la planta Termobarranca durante el 2012 alcanzaron un valor de \$ 2.715.531.758 y se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Mantenimiento Plantas Térmicas.

DESCRIPCIÓN MANTENIMIENTO	Unidad	FECHA INICIO	FECHA FINAL	VALOR
Realineamiento turbo grupo e inspección de cojinetes.	1	01/03/2012	01/04/2005	\$ 22.000.000
Cambio bomba vertical centrífuga circulación.	1	18/07/2012	22/07/1012	\$ 120.000.000
Mantenimiento mayor bocatoma.	1, 2 y 3	28/10/2011	23/02/2012	\$ 414.457.710
Suministro, configuración e instalación relés digitales unidades de generación.	1, 2 y 3	12/12/2011	08/06/2012	\$ 300.341.751
Cambio tablero CCM 480 V, planta tratamiento de agua.	3	30/08/2012	30/09/2012	\$ 20.000.000
Reparación rotor excitatriz turbo grupo.	1	30/08/2012	30/11/2012	\$ 45.000.000
Rebobinado estator motor bomba alimentar caldera 3 -1.	3	30/08/2012	30/10/2012	\$ 150.000.000
Actualización sistema de control turbo grupo Termo barranca.	3	28/10/2011	26/01/2012	\$ 577.233.147
Cambio control caldera.	2	28/08/2012	28/11/2012	\$ 421.683.200
Reparación de aislamientos térmicos.	1, 2 y 3	19/10/2012	16/01/2013	\$ 185.407.672
Fabricación de partes para mantenimientos menores unidades.	1, 2 y 3	15/09/2012	15/03/2013	\$ 273.814.805
Desmontaje, suministro y montaje haces de tubería de vaporadoras.	1 y 2	27/08/2012	24/11/2012	\$ 185.693.473

Fuente: SUI

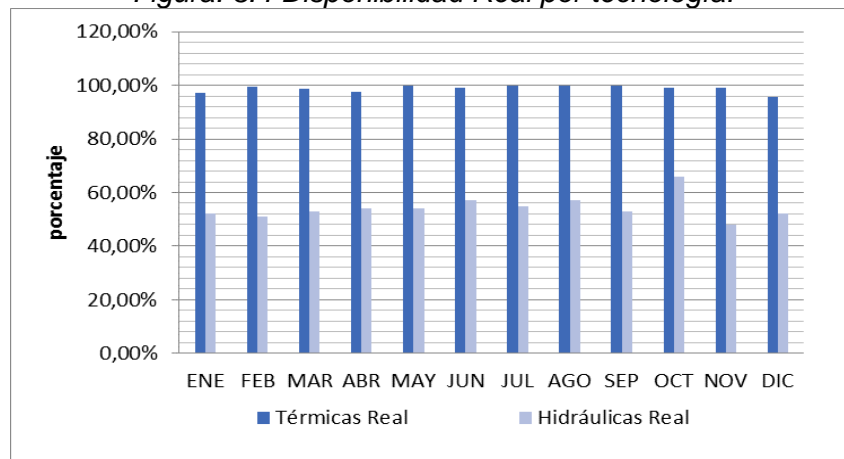
Los índices de disponibilidad Hidráulica y Térmica calculados a partir de los eventos y los mantenimientos que afectaron la disponibilidad de generación acumulados hasta el mes de diciembre de 2012 se presentan en la Tabla 3.13 y la Fuente: SUI

Tabla 3.13. Disponibilidad Hidráulica y Térmica.

Disponibilidad Hidráulica y Térmica				
Mes	Térmicas		Hidráulicas	
	Programada	Real	Programada	Real
ENE	95%	97,00%	64,00%	52,00%
FEB	95%	99,41%	64,00%	51,00%
MAR	95%	98,62%	64,00%	53,00%
ABR	95%	97,52%	64,00%	54,00%
MAY	95%	99,67%	64,00%	54,00%
JUN	95%	98,92%	64,00%	57,00%
JUL	95%	100%	64,00%	55,00%
AGO	95%	99,89%	64,00%	57,00%
SEP	95%	99,82%	64,00%	53,00%
OCT	95%	99,19%	64,00%	66,00%
NOV	95%	98,98%	64,00%	48,00%
DIC	95%	95,77%	64,00%	52,00%

Fuente: SUI

Figura. 3.4 Disponibilidad Real por tecnología.



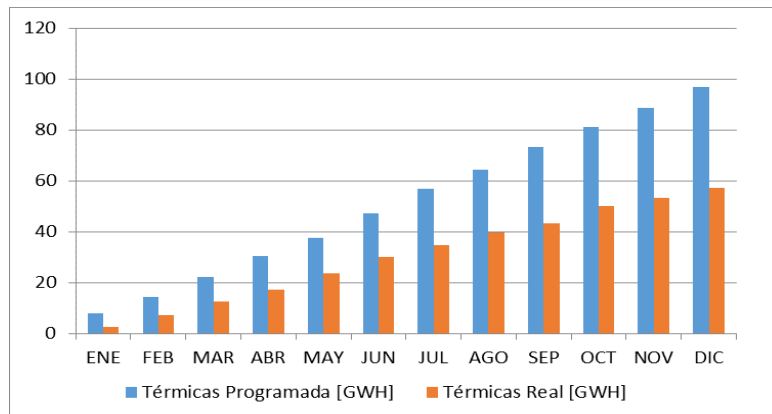
Fuente: SUI

Como consecuencia de la disponibilidad presentada por las plantas de ESSA y la gestión del mantenimiento, la generación acumulada mensual de las plantas ESSA durante el año 2012 ascendió a 57,28 GWH y 219,08 GWH en los parques térmico e hidráulico respectivamente, la Fuente: SUI

y la Fuente: SUI

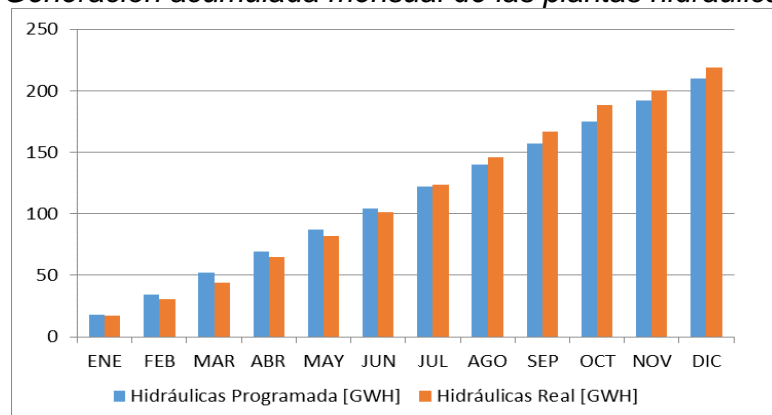
presentan el comportamiento detallado mensualmente en de la producción de energía de las plantas de la empresa.

Figura. 3.9. Generación acumulada mensual de las plantas térmicas de ESSA.



Fuente: SUI

Figura. 3.10 Generación acumulada mensual de las plantas hidráulicas de ESSA.



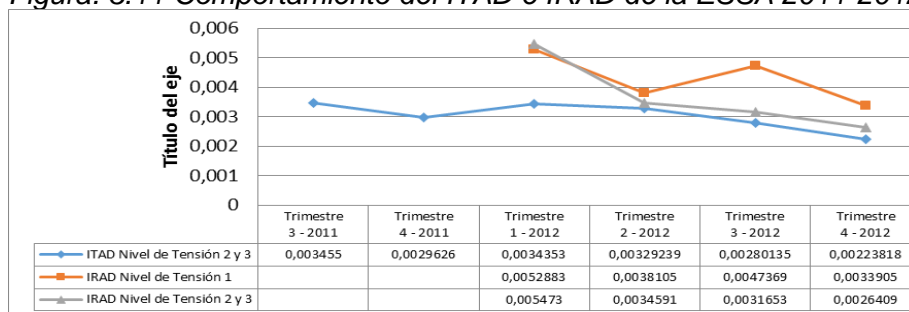
Fuente: SUI

Calidad del servicio

El auditor informa que ESSA SA ESP durante el 2012 adelantó acciones, con el proyecto de Modernización de Subestaciones, SCADA y Calidad de la Potencia, para adecuarse a la resolución CREG 097 de 2008, pero debido a ajustes en algunos requisitos exigidos no entró en el esquema de incentivos.

No obstante lo anterior, la firma auditora presento los valores del Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad ITAD de la empresa para el nivel de tensión 2 y 3 durante el año 2012, tal como se ilustra en la figura.

Figura. 3.11 Comportamiento del ITAD e IRAD de la ESSA 2011-2012



Fuente: SUI

La firma auditora precisa que, ESSA sigue calculando los indicadores DES y FES y en cumplimiento de lo establecido por la Resolución CREG N° 103 de 2004, los límites máximos admisibles de los indicadores de calidad del servicio para el 2012, totales y por trimestre, para cada grupo de calidad se presentan en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Comportamiento Trimestral del DES y FES por grupo de calidad.

Grupo	DES [horas]					FES [No]				
	T1	T2	T3	T4	total	T1	T2	T3	T4	total
1	2	3	3	3	11	5	6	8	7	26
2	5	6	4	4	19	10	13	10	11	44
3	6	7	8	8	29	11	13	16	11	51
4	7	12	13	7	39	14	17	14	13	58

Fuente: SUI

Finalmente la Tabla 3.15 presenta la cantidad de circuitos por grupo de calidad y por trimestre que reporto la ESSA SA ESP durante el año 2012

Tabla 3.15. Transformadores por Grupo de calidad para cada trimestre.

Grupo	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	123	124	121	121
2	9	9	9	9
3	94	94	94	92
4	89	89	89	104
Total	315	316	313	326

Fuente: SUI

En cuanto a las compensaciones realizadas por la empresa durante el año 2012 con respecto a las pagadas en el año 2011, el auditor presento las cifras trimestrales de compensación que se presentan en la Fuente: SUI

Figura. 5 Compensaciones 2011-2012



Fuente: SUI

Calidad de la potencia

Según el informe del auditor, a la fecha ESSA SA ESP ya tiene incluidas las subestaciones Palmas, Cimitarra, García Rovira y Piedecuesta, completando 32 en total para ser reportadas a la CREG según resolución 024 de 2005.

El listado de las subestaciones se muestra en la

Tabla 16.

Tabla 16. Subestaciones con medida de calidad de la potencia.

SUBESTACIÓN	TIPO DE SUBESTACIÓN
MINAS	Convencional
CONUCOS	Convencional
BUCARAMANGA	Convencional
BOSQUE	Convencional
NORTE	Convencional
PALOS	Convencional
PALENQUE	Convencional
PRINCIPAL	Convencional
FLORIDA	Convencional
SAN GIL	Convencional
SOCORRO	Convencional
BARBOSA	Convencional
BUCARICA	Convencional
SUR	Convencional
SAN ALBERTO	Convencional
SABANA	Convencional
BUENOS AIRES	Convencional
LIZAMA	Convencional
PARNASO	Convencional
SAN SILVESTRE	Convencional
TERMO BARRANCA	Convencional
PLANTA CASCADA	Convencional
CANEYES	Convencional
GARCÍA ROVIRA	Convencional
CIMITARRA	Convencional
PIÉDECUESTA	Convencional
PLANTA PALMAS	Convencional
ACUARELA	Reducida
SAN MARTIN	Reducida
SAN VICENTE	Reducida
SAN PABLO	Reducida

Fuente: SUI

4. ASPECTOS COMERCIALES

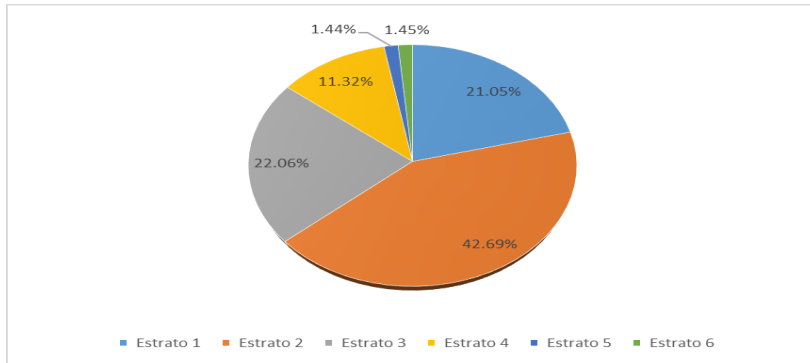
Cantidad de suscriptores

Tabla 4.1.17. Número de suscriptores 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	116,551	21.05%
Estrato 2	236,401	42.69%
Estrato 3	122,128	22.06%
Estrato 4	62,657	11.32%
Estrato 5	7,954	1.44%
Estrato 6	8,025	1.45%

Fuente: SUI

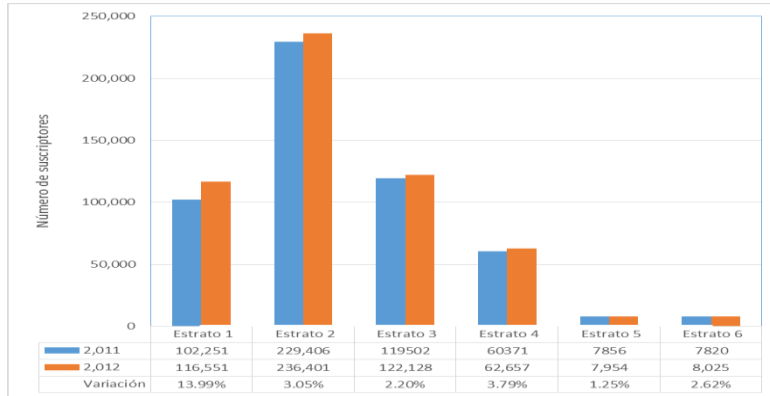
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De acuerdo con la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.1, el estrato 2 es el que posee mayor número de usuarios, con el 42.7%, seguido de los estratos 3 y 1 con el 22.1% y el 21.1% respectivamente. El 2.9% de los usuarios residenciales corresponde a los estratos 5 y 6.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior. Los mayores incrementos se presentaron en los estratos 1 y 4, con incrementos anuales del 14% y el 3.8% respectivamente.

Tabla 4.1.2 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Estrato 1	2,737,327	116,551	4.26%
Estrato 2	4,317,969	236,401	5.47%
Estrato 3	2,375,182	122,128	5.14%
Estrato 4	746,906	62,657	8.39%
Estrato 5	290,667	7,954	2.74%
Estrato 6	181,398	8,025	4.42%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.2 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 4 con el 8.4%, y al estrato 2 con el 5.5%.

Consumos

Tabla 4.1.3 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	584.523.763	55,21%
Total No Residencial	474.139.029	44,79%
Total Suscriptores	1.058.662.792	100,00%

Fuente: SUI

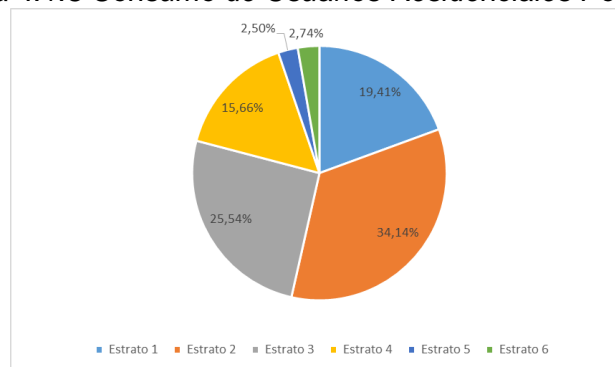
En la Tabla 4.1.3 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Santander para el año 2012 es de 1.058.662.792 Kwh, de los cuales el 55.2% corresponde al sector residencial, y el restante 44.8% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.4 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	113.454.487	19,41%
Estrato 2	199.555.336	34,14%
Estrato 3	149.309.349	25,54%
Estrato 4	91.564.447	15,66%
Estrato 5	14.617.649	2,50%
Estrato 6	16.022.495	2,74%

Fuente: SUI

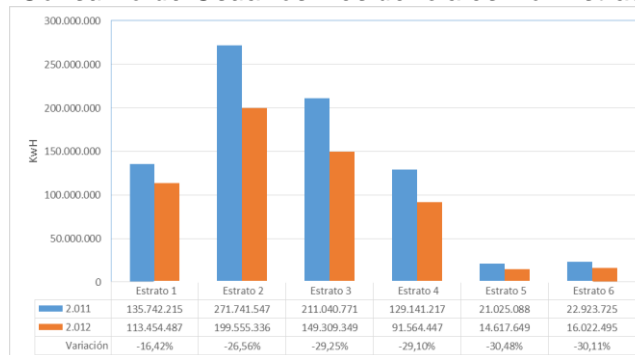
Gráfica 4.1.3 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.3 y Tabla 4.1.4, se concluye que el 79% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 15.7% al estrato 4.

Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los estratos disminuyó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Se destacan las mayores disminuciones, las cuales ocurrieron en el estrato 5 con el 30.5% y el estrato 6 con el 30.1%.

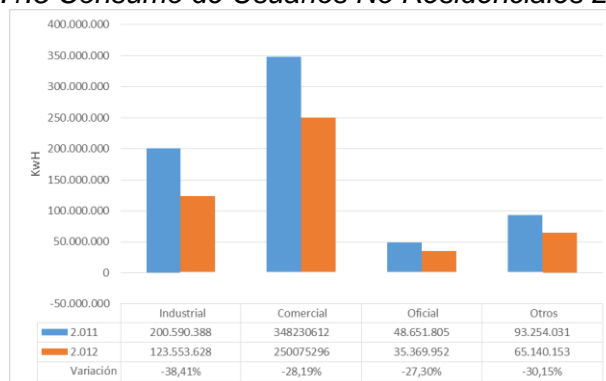
Tabla 4.1.5 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	123.553.628	26,06%
Comercial	250.075.296	52,74%
Oficial	35.369.952	7,46%
Otros	65.140.153	13,74%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.5 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 52.7% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial con el 26.1%. Los menores porcentajes corresponden al sector oficial con el 7.5%, y otros con el 13.7%.

Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

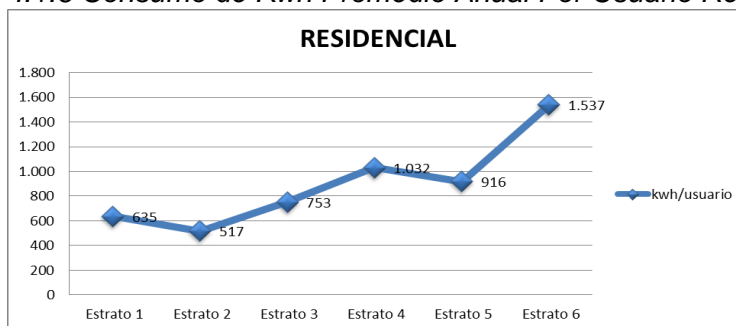
En la Gráfica 4.1.5 se observa que en todos los sectores disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Las mayores disminuciones se dieron en el sector industrial, con el 38.4% y otros, con el 30.1% de disminución anual.

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	Kw H	kwh/usuario
Estrato 1	178.680	113.454.487	635
Estrato 2	386.013	199.555.336	517
Estrato 3	198.380	149.309.349	753
Estrato 4	88.751	91.564.447	1.032
Estrato 5	15.955	14.617.649	916
Estrato 6	10.422	16.022.495	1.537
Sector	Número de usuarios	Kw H	kwh/usuario
Industrial	11.835	123.553.628	10.440
Comercial	70.341	250.075.296	3.555
Oficial	8.533	35.369.952	4.145
Otros	1.182	65.140.153	55.110

Fuente: SUI

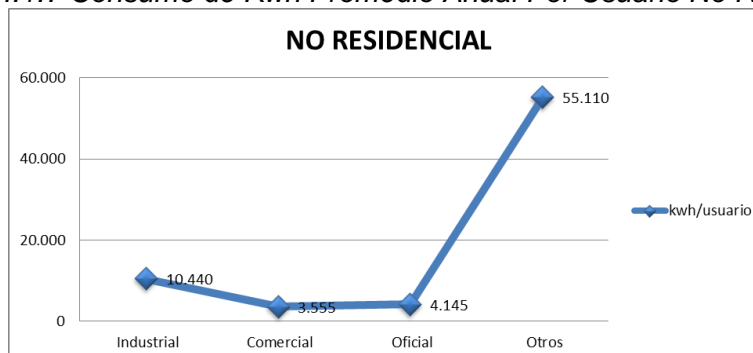
Gráfica 4.1.6 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.6 y Gráfica 4.1.6 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 635 Kwh en el estrato 1 hasta 1.537 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.1.7 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.6 y Gráfica 4.1.7 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en otros con 55.110 Kwh anuales, seguido del sector industrial con 10.440 Kwh.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOLIVAR	Total Residencial	7.547.324	1,29%
	Total No Residencial	4.315.136	0,91%
BOYACA	Total Residencial	12.925	0,00%
	Total No Residencial	3.803	0,00%
CAUCA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	287.462	0,06%
CESAR	Total Residencial	15.134.095	2,59%
	Total No Residencial	9.457.819	1,99%
MAGDALENA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	160.291	0,03%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial	1.736.603	0,30%
	Total No Residencial	818.958	0,17%
SANTANDER	Total Residencial	560.092.816	95,82%
	Total No Residencial	459.095.560	96,83%
Total Total Residencial		584.523.763	100,00%
Total Total No Residencial		474.139.029	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.7 puede verse que el 96% del consumo corresponde al departamento de Santander. El consumo restante corresponde a los departamentos de Cesar, Bolívar, Norte de Santander, Magdalena y Boyacá.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	113.454.487	2,57%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	199.555.336	3,27%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	149.309.349	3,77%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	91.564.447	6,30%
Total - Estrato 5	710.278.398	14.617.649	2,06%
Total - Estrato 6	680.918.417	16.022.495	2,35%
Total - Industrial	10.065.526.292	123.553.628	1,23%
Total - Comercial	7.060.243.373	250.075.296	3,54%
Total - Oficial	1.079.445.070	35.369.952	3,28%
Total - Otros	1.984.751.818	65.140.153	3,28%

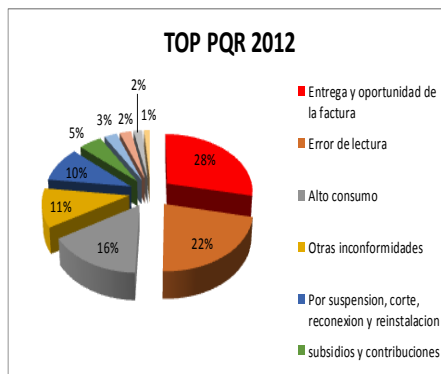
Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.8 que en cuanto al consumo, los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia, corresponden al estrato 4 con el 6.3%, al estrato 3 con el 3.8%, y al sector comercial con el 3.5%.

Atención al cliente

Se presenta en detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa

AÑO	CAUSAL	CANTIDAD
	Entrega y oportunidad de la factura	29.643
	Error de lectura	22.954
	Alto consumo	16.374
	Otras inconformidades	11.265
	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	10.258
	subsídios y contribuciones	5.110
	Cobros por servicios no prestados	2.853
	Cobros inoportunos	2.557
	Estrato	1.907
	Terminación de contrato	1.274
	TOTAL	104.195



4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se definió la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión, y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan, deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 establece que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable $IPR_{n,m,j}$ corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable $PR_{n,j}$, calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables $P_{j,n}$ aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ corresponderá a 12,75%; una vez aprobado el índice $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte, se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

"(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...)".

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

Conformación de la ADD Centro

De acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 180574 del 17 de abril de 2012, se creó el ADD Centro, buscando con ello la integración de varias empresas con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada La Empresa Electrificadora de Santander S.A. fue incluida en esta Área.

De acuerdo con este acto normativo las otras empresas prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Empresa de

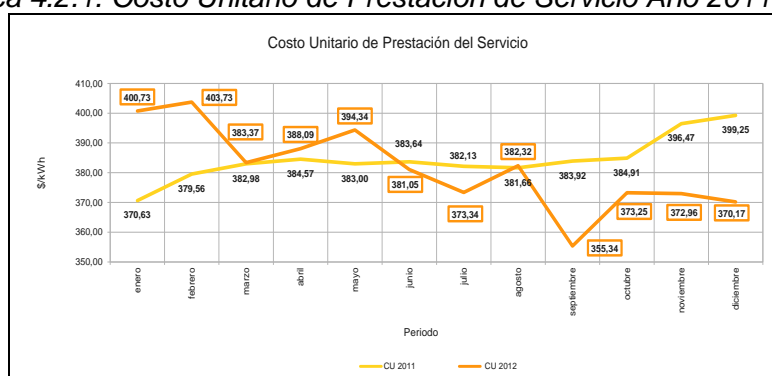
Actualización Costo Anual de Nivel de Tensión 4.

La Comisión expidió la Resolución CREG 082 de 2012, mediante la cual aprobó la solicitud de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P, en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4 por la entrada en operación comercial de la subestación Piedecuesta 115 kV.

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

En la gráfica 4.2.1., presenta la evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012 de la empresa:

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Al finalizar los años 2011 y 2012, se presenta una variación negativa del CU del 7,0%, motivado por la reducción en los componentes de distribución y pérdidas; la disminución en el componente de distribución es de 20.61 \$/kWh correspondiente al 12,59% y de 16.25 \$/kWh en el componente de restricciones el cual es de aproximadamente del 75,0%

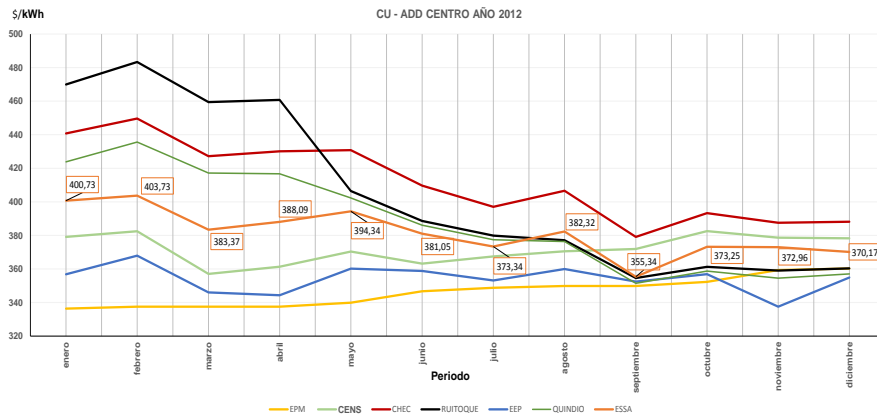
Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 86%.

Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Centro

El gráfico 4.2.2, presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 del ADD Centro, donde se observa la ubicación del CU de la ESSA S.A. E.S.P., ubicándose en una posición intermedia dentro de las empresas que conforman la ADD.

Es necesario señalar que con la creación de la ADD Centro se presenta un periodo de transición del componte D, para llegar a un cargo unificado entre todas las empresa y con ello dar cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a los usuarios.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente Año 2012



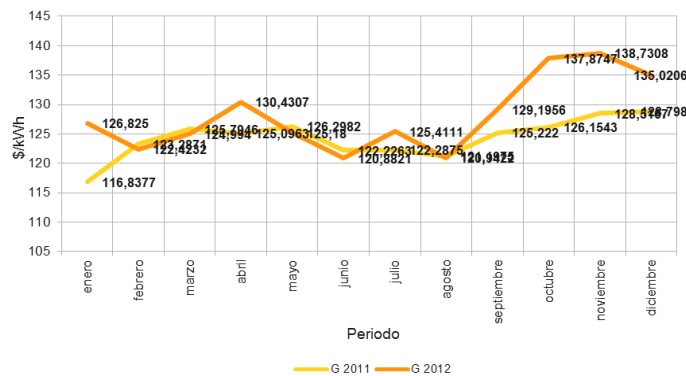
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Componente Generación

A diferencia del comportamiento decreciente del CU durante 2012, la componente de compra de energía se presenta estable pero creciente tal como se muestra en la Gráfica 4.2.3, debido principalmente a que tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones importantes en este período, donde adicionalmente, como se observa en la gráfica 4.2.4., la empresa cubre aproximadamente el 83 % de su demanda mediante contratos, lo que se traduce en un riesgo menor y mayor estabilidad en esta componente. Lo anterior significa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en contratos como en bolsa.

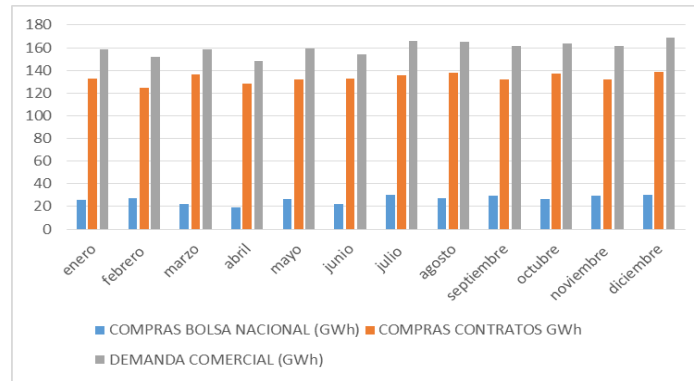
Gráfico 4.2.3. Comparativo G 2011 – 2012

Costo Compra de Energía



Fuente: Información Publicada por la ESP

Gráfico 4.2.4 Comparativo Compras en Contrato Bolsa y Demanda Comercial Regulada Años 2011 – 2012.

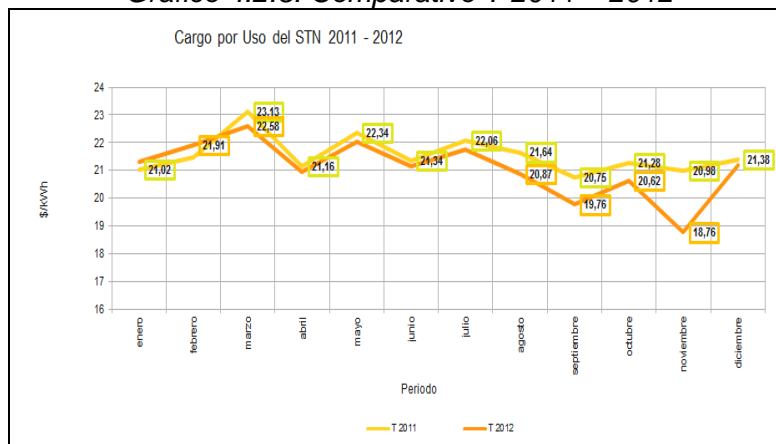


Fuente: Información Publicada por XM - Neón

Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m. en la Gráfica 4.2.5, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.2.5. Comparativo T 2011 – 2012



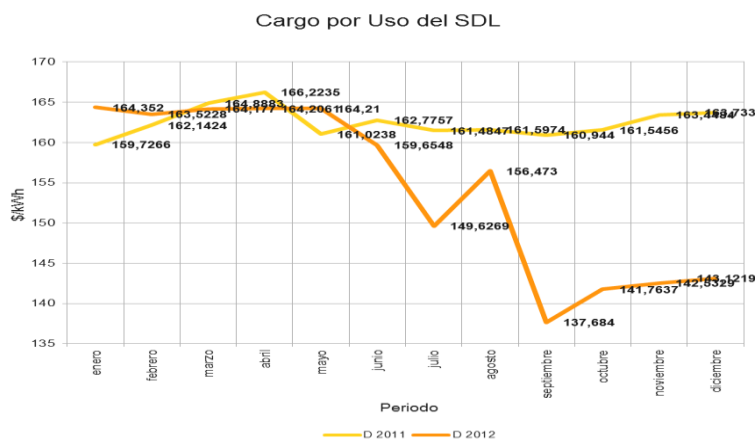
Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0574 del 17 de abril de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., buscando con ello la integración de varias con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2012 comparado con el del año 2011.

Gráfico 4.2.6. Comparativo D 2011 – 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Se observa que a partir de la integración del área de distribución el valor de este componente ha disminuido dado que dentro de los prestadores de esta área de distribución la ESSA tenía un mayor valor del componente, con el respectivo impacto tarifario por cuanto éste componente representa alrededor del 40% de la tarifa. Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:

"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." (Subrayado fuera de texto).

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

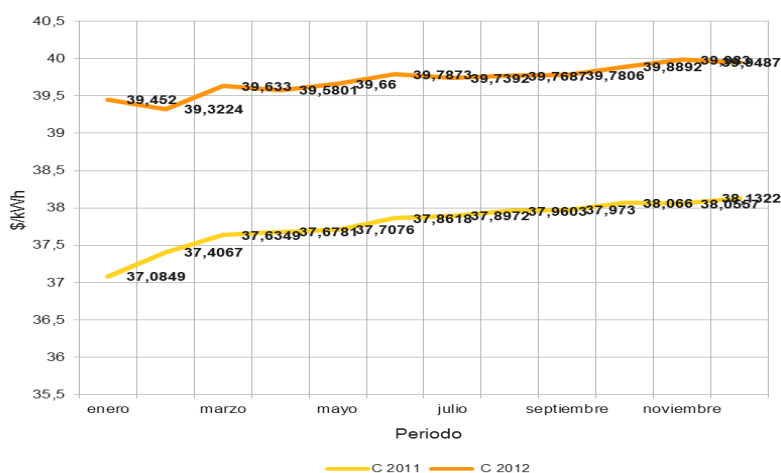
Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia creciente de este componente, similar a la observada durante el 2011.

Gráfico 4.2.7. Comparativo C 2011 – 2012

Costo de Comercialización



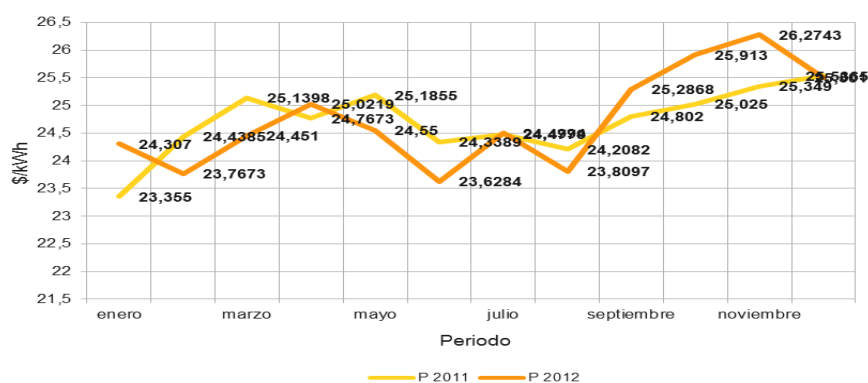
Fuente: Información Publicada por la ESP

Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, en cierta medida se compensaron, dando como resultado comportamiento de este componente relativamente estable durante el 2012, tal como se observa en la gráfica 4.2.8.

Gráfico 4.2.8. Comparativo Pr 2011 – 2012

Costo de Pérdidas



Fuente: Información Publicada por la ESP

Componente de Restricciones

Como se observa del Gráfico 4.2.9 este componente ha presentado un comportamiento bastante volátil con tendencia decreciente a diferencia de lo observado durante el 2011.

Gráfico 4.2.9. Comparativo R 2011 – 2012.



Fuente: Información Publicada por la ESP

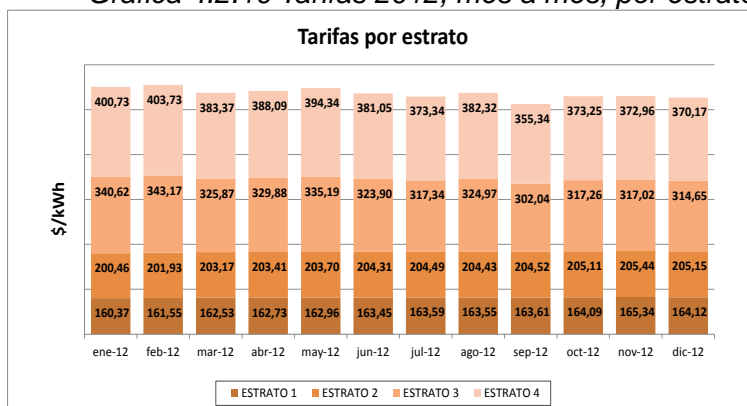
4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10, podemos observar la tarifa aplicada por la Electrificadora del Santander a cada estrato durante el año 2012. Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 400,73 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 160,37 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 7,62% en la tarifa, que para enero fue de 400,73 \$/kWh y para diciembre de 160,37 \$/kWh.

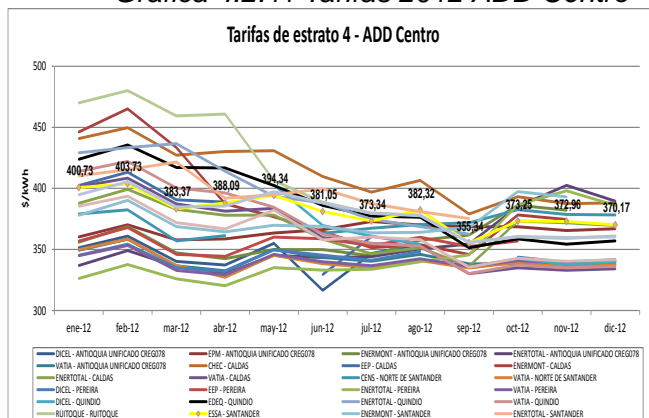
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Centro.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el "Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.", y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Centro:

Gráfica 4.2.11 Tarifas 2012 ADD Centro



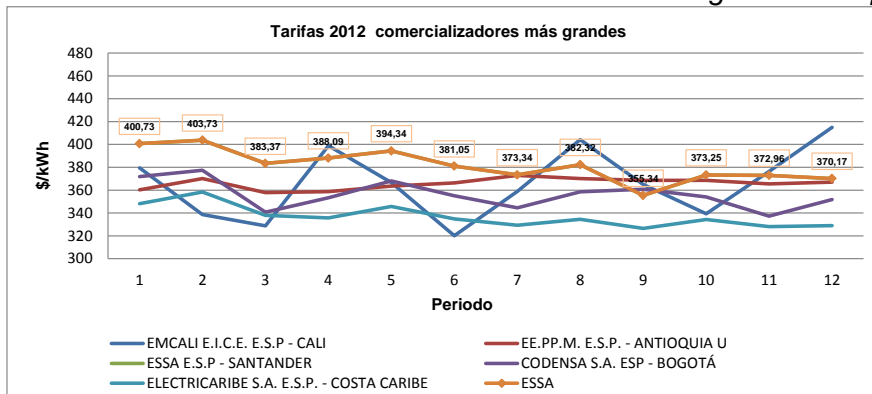
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.12, se concluye que la empresa pasó de ocupar la décima posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la octava. En general el comportamiento del ADD fue un decrecimiento en la tarifa por lo que a pesar de que la tarifa aplicada por el prestador disminuyó, no lo hizo a la misma tasa que otros prestadores.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.

De la gráfica 4.2.13, se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta.

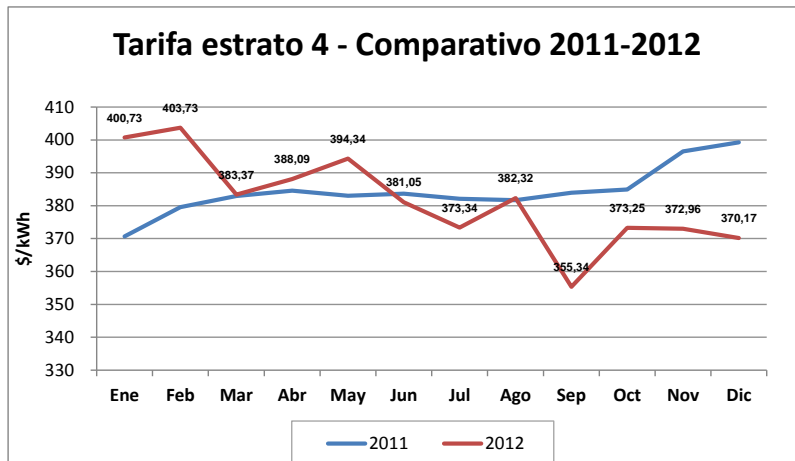
Gráfica 4.2.13 Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.14 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

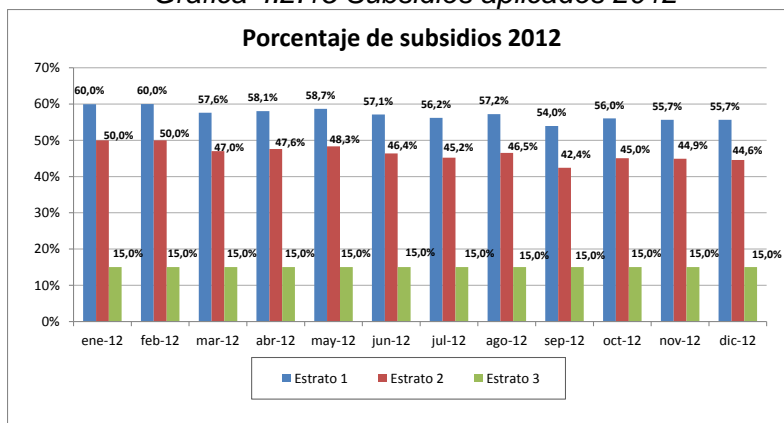
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa reversa su tendencia al alza de 2011 y toma una tendencia marcada por el decrecimiento de la tarifa aplicada a sus usuarios.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

• Gráfica 4.2.15 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos SSPS con base en las Tarifas Publicadas por el Prestador

En conclusión, en materia de tarifas, durante el 2012 se observó una tendencia decreciente. Lo anterior, como consecuencia principalmente de la implementación de la ADD Centro.

4.2.4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, dado que para el año 2012 no se reporta información para los meses de mayo a julio y septiembre, se calculó una proyección a diciembre del mismo año teniendo en cuenta el comportamiento de las contribuciones durante el primer trimestre de 2012. Los siguientes son los resultados.

Tabla 4.2.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	26.249.187.510	30.846.297.818
Estrato 2	41.740.288.151	42.208.232.135
Estrato 3	8.878.212.191	9.254.981.901
Total Subsidios	76.867.687.852	82.309.511.854
Estrato 5	1.451.359.857	1.555.737.931
Estrato 6	1.543.939.305	1.680.306.747
Industrial	11.835.759.357	9.438.738.846
Comercial	24.691.534.838	26.396.602.514
Total Contribución	39.522.593.357	39.071.386.037
Déficit	-37.345.094.495	-43.238.125.816

Fuente: SUI - Cálculos SSPD

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 16%, cerca de \$5.800 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$82.000 millones, de los cuales el 51% (\$42.200 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 37% al estrato 1 (\$30.800 millones) y por último un 11% a los usuarios del estrato 3 (\$9.300 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$39.000 millones los cuales fueron en su mayoría (67.5%) del sector comercial (\$26.400 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 8% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$43.238 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$82.300 millones y recaudar un total de \$39.000 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó en firme un déficit de \$4.714.138.689.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.2 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		76.802.221.138	81.504.097.203
Contribuciones		59.335.497.790	46.471.423.497
Déficit / Superávit		-17.466.723.348	-35.032.673.706
Giros de	Presupuesto Nal	18.267.185.463	36.195.375.000
	FSSRI	1.669.626.197	-

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$35.032 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$36.195 millones, no se registran giros del FSSRI.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2010	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	18,83%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	2.308,2	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	68,32	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	32,94	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	1,91	Cumple

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Electrificadora de Santander cumple con 3 de los indicadores de gestión financieros planteados para evaluar la Gestión de Resultados.

La rotación de cuentas por cobrar, no se encuentra dentro del referente establecido; la empresa ha mejorado el resultado de este indicador como resultado del menor crecimiento de los deudores en proporción al crecimiento de las ventas.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones se encuentra dentro del referente determinado; no obstante la empresa expone que el resultado de este indicador no cumple con el valor establecido, pues el número de días reportado en el SUI supera el referente.

La empresa cuenta con capacidad de comprometer sus activos corrientes para cubrir sus obligaciones a corto plazo, la razón corriente se encuentra sobre el nivel establecido. El pasivo corriente disminuyó en mayor proporción que el activo corriente, permitiendo que el indicador cumpliera el referente y registrara aumentara en 2012.

El margen operacional no supera el referente establecido, pero aumenta con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento de los ingresos operacionales, los cuales superan el crecimiento de los costos y gastos de operación. El resultado de este indicador presenta diferencia con el reportado por parte de la empresa y el auditor, el cual es superior y muy cercano al referente.

Con respecto a la cobertura de intereses, la empresa cumple con el referente establecido para este indicador, el cual presenta mejoría significativa con respecto al 2011 como consecuencia del incremento del EBITDA y de la disminución en los gastos financieros. El valor de este indicador presentado en el reporte de indicadores de gestión de resultados es mayor que el determinado en este análisis, no obstante los dos valores concluyen que se cumple el referente y evidencian la fuerte reducción en el gasto de intereses en 2012.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

La Empresa Electrificadora de Santander S.A ESP, presenta los siguientes formatos pendientes de cargue para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue.

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
FORMATO 1	MENSUAL	2	20121300017645
FORMATO 1	MENSUAL	5	20121300017645
FORMATO 1	MENSUAL	6	20121300017645
FORMATO 1 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	7	20121300017645
FORMATO 1 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	9	20121300017645
FORMATO 19	TRIMESTRAL	2	20102400008055
FORMATO 19	TRIMESTRAL	4	20102400008055
FORMATO 2	MENSUAL	5	20121300017645
FORMATO 2	MENSUAL	6	20121300017645
FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	7	20121300017645
FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	9	20121300017645
FORMATO 22	ANUAL	1	20102400008055
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	TRIMESTRAL	1	20121300004355
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	TRIMESTRAL	2	20121300004355
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	TRIMESTRAL	3	20121300004355
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	TRIMESTRAL	4	20121300004355
FORMATO 3	MENSUAL	5	20121300017645
FORMATO 3	MENSUAL	6	20121300017645
FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	7	20121300017645
FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P	MENSUAL	9	20121300017645
FORMATO 4	MENSUAL	7	20102400008055
FORMATO 4	MENSUAL	8	20102400008055
FORMATO 4	MENSUAL	9	20102400008055
FORMATO 4	MENSUAL	10	20102400008055
FORMATO 4	MENSUAL	12	20102400008055
FORMATO 5	MENSUAL	7	20102400008055
FORMATO 5	MENSUAL	8	20102400008055
FORMATO 5	MENSUAL	9	20102400008055
FORMATO 5	MENSUAL	10	20102400008055
FORMATO 5	MENSUAL	12	20102400008055
INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	MENSUAL	7	CIRCULAR SSPD-CREG 004 - 2003

Fuente SUI

Calidad de la información comercial residencial

Usuarios por estrato

Tabla 6.2. Usuarios por estrato

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	110,629	233,646	120,636	61,281	7,903	7,913
Feb	111,976	234,158	120,779	61,413	7,926	7,910
Mar	113,865	234,637	121,352	61,419	7,926	7,911
Abr	115,083	235,157	121,702	62,000	7,926	7,909
May						
Jun						
Jul						
Ago	118,623	118,623	118,623	118,623	118,623	118,623
Sep	-	-	-	-	-	-
Oct	120,055	120,055	120,055	120,055	120,055	120,055
Nov	120,797	120,797	120,797	120,797	120,797	120,797
Dic	121,381	121,381	121,381	121,381	121,381	121,381

Fuente SUI

Consumo por estrato

Tabla 6.3. Consumo por estrato

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	13.25	24.73	18.50	11.05	1.79	1.99
Feb	13.42	24.46	18.04	10.88	1.74	1.86
Mar	13.74	24.46	18.62	11.31	1.86	1.97
Abr	13.72	24.26	18.12	11.19	1.77	1.97
May	-	-	-	-	-	-
Jun	-	-	-	-	-	-
Jul	-	-	-	-	-	-
Ago	14.35	14.35	14.35	14.35	14.35	14.35
Sep	-	-	-	-	-	-
Oct	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Nov	14.69	14.69	14.69	14.69	14.69	14.69
Dic	15.28	15.28	15.28	15.28	15.28	15.28

Fuente SUI

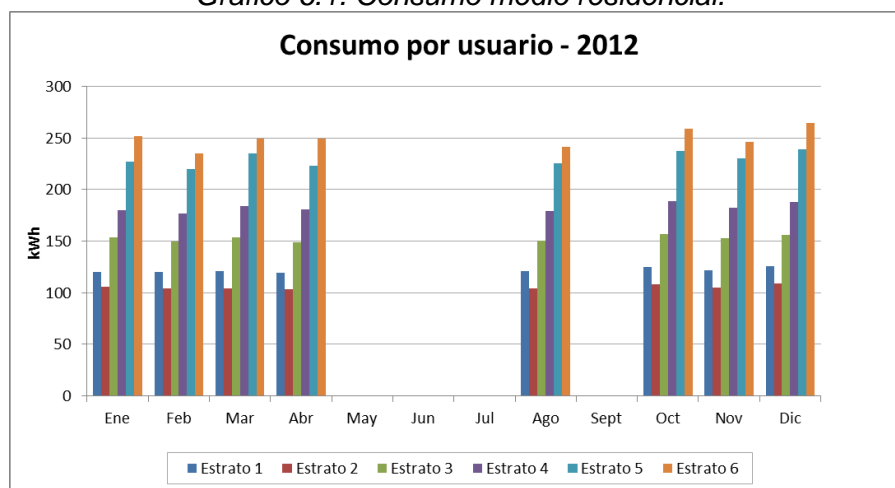
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.4. Consumo medio residencial.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	119.78	105.84	153.35	180.34	226.99	251.83
Feb	119.85	104.46	149.40	177.19	219.93	234.86
Mar	120.71	104.26	153.45	184.20	234.98	249.30
Abr	119.22	103.16	148.86	180.56	223.06	249.37
May						
Jun						
Jul						
Ago	120.96	103.84	150.84	179.20	225.72	241.33
Sept						
Oct	124.98	108.26	157.10	188.47	237.46	258.84
Nov	121.61	105.04	153.04	182.69	230.44	246.12
Dic	125.85	109.20	156.42	188.31	238.96	264.25

Fuente SUI

Grafico 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

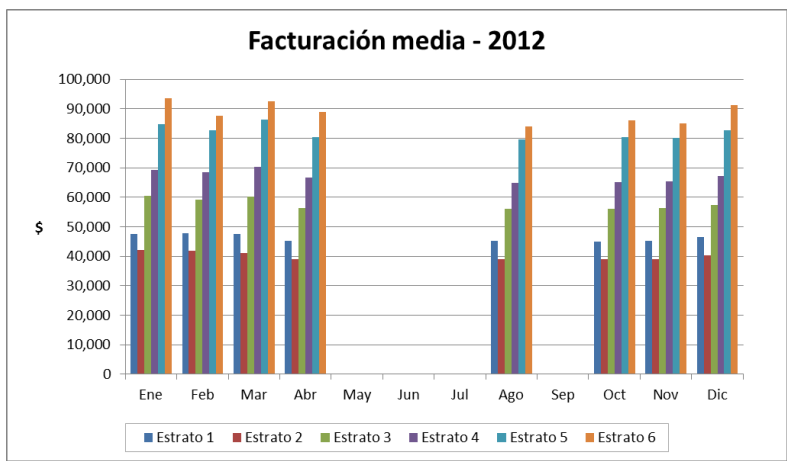
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.5. Facturación media residencial.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	47,524	42,089	60,534	69,228	84,852	93,577
Feb	47,727	41,731	59,214	68,392	82,723	87,705
Mar	47,519	41,041	60,113	70,280	86,403	92,614
Abr	45,182	38,956	56,319	66,776	80,299	88,982
May						
Jun						
Jul						
Ago	45,176	38,891	55,987	64,724	79,528	83,914
Sep						
Oct	44,883	39,019	56,088	65,221	80,358	85,945
Nov	45,078	38,995	56,396	65,361	80,041	85,007
Dic	46,544	40,403	57,466	67,204	82,715	91,106

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUJ

Calidad de la información no residencial

Usuarios por sector

Tabla 6.6. Usuarios por sector

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	50,562	7,241	4,306
Feb	50,749	7,286	4,322
Mar	50,963	7,376	4,343
Abr	51,085	7,500	4,355
May			
Jun			
Jul			
Ago	52,080	7,692	4,435
Sep	-	-	-
Oct	52,637	7,745	4,465
Nov	52,870	7,749	4,460
Dic	53,313	7,760	4,481

Fuente SUJ

Consumo por sector

Tabla 6.7. Consumo por sector

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	30.28	16.29	3.64
Feb	29.29	13.77	3.73
Mar	30.97	13.68	4.67
Abr	30.36	14.18	4.81
May	0.00	0.00	0.00
Jun	0.00	0.00	0.00
Jul	0.00	0.00	0.00
Ago	30.38	16.52	4.37
Sep	0.00	0.00	0.00
Oct	32.58	17.03	4.77
Nov	32.45	16.57	4.68
Dic	33.76	15.52	4.70

Fuente SUJ

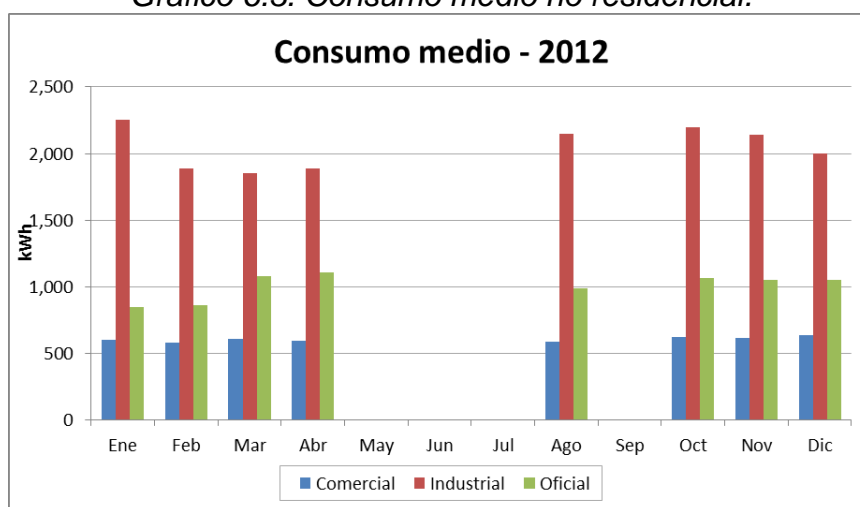
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	598.80	2,249.79	845.61
Feb	577.21	1,890.04	862.61
Mar	607.70	1,854.23	1,075.49
Abr	594.34	1,890.16	1,104.18
May			
Jun			
Jul			
Ago	583.38	2,147.85	985.76
Sep			
Oct	619.00	2,198.32	1,068.02
Nov	613.83	2,138.05	1,049.78
Dic	633.16	2,000.52	1,048.52

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

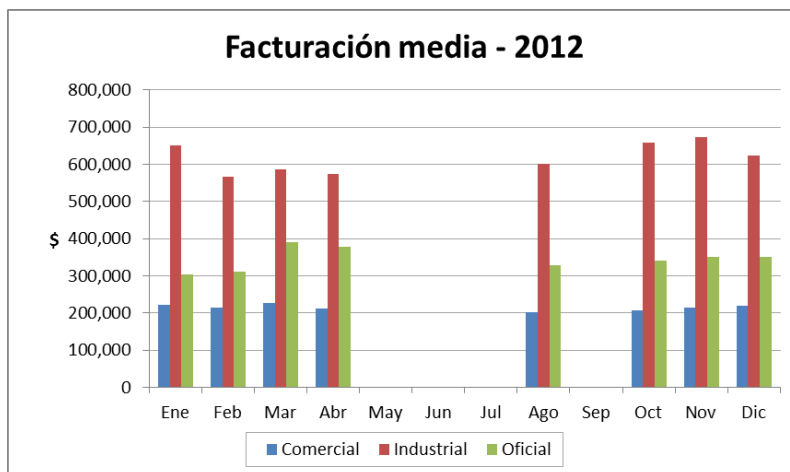
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	220,704.59	650,805.27	303,119.91
Feb	215,210.22	566,363.25	311,302.41
Mar	226,867.02	585,656.68	390,605.07
Abr	211,182.04	575,224.25	378,795.01
May			
Jun			
Jul			
Ago	202,092.38	601,848.64	327,645.89
Sep			
Oct	206,681.31	659,058.78	341,309.20
Nov	213,234.06	672,745.53	351,640.69
Dic	218,846.96	623,175.71	350,431.20

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Mesas de ayuda

APLICACIÓN	ESTADO						
	APOYO	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	POR ESCALAR	REPLICADA
CAMBIO DE DATOS				9			
CARGUE MASIVO			1	31	2	1	
ESTADOS FINANCIEROS				3			
FABRICA				2			
GOBIERNO NIF				1			
INFORMACION GENERAL				4			
LOGINS				4			
RUPS				2			
SITIO SUI				13			
VALIDADOR				7			

Fuente SUI

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 al prestador ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa mejoró su liquidez, aumentando la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo, adicionalmente se evidencia una mejoría en la gestión de cobro y pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.
- En los dos periodos de análisis se registran utilidades operacionales y netas, las cuales al igual que el EBITDA, aumentaron en 2012. Lo que se refleja en el crecimiento del margen operacional y la rentabilidad de los activos y patrimonio.
- En cuanto al nivel de endeudamiento, este creció como resultado de la reducción en mayor proporción de activos, incrementando el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía, no obstante la mayoría de los recursos con los que cuenta la empresa son propios.

- Durante el 2012, las tarifas presentaron un comportamiento decreciente como resultado principalmente de la disminución del componente D, al crearse el ADD Centro.
- Por disposición del MME, la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., hace parte de la ADD Centro desde el mes de abril de 2012 con la expedición de la Resolución 18 0574 de 2012, dando cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales en regiones cercanas.
- El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.
- No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$43 mil millones.