

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P- ESSA 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 D.C., Diciembre de 2012**

## TABLA DE CONTENIDO

1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....	4
1.1.	ANTECEDENTES DE CONSTITUCIÓN .....	4
1.2.	OBJETO SOCIAL .....	4
1.3.	CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	4
1.4.	JUNTA DIRECTIVA.....	4
1.5.	ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....	5
2.	ACCIONES DE LA SSPD .....	5
3.	ASPECTOS FINANCIEROS .....	6
3.1.	HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO .....	6
3.2.	BALANCE GENERAL.....	6
3.3.	ESTADO DE RESULTADOS .....	7
3.4.	INDICADORES FINANCIEROS .....	8
4.	ASPECTOS TECNICOS – OPERATIVOS.....	10
4.1.	DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA.....	10
4.2.	INVERSIONES.....	15
4.3.	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN.....	19
4.3.1	MANTENIMIENTO EN REDES .....	19
4.3.2	MANTENIMIENTO A LÍNEAS Y SUBESTACIONES .....	20
4.3.3	MANTENIMIENTO A EQUIPOS DE GENERACIÓN.....	22
4.4.	CALIDAD DEL SERVICIO.....	24
<b>5.</b>	<b>ASPECTOS COMERCIALES .....</b>	<b>25</b>
5.1.	EVOLUCIÓN EN EL NÚMERO DE SUSCRIPTORES .....	26
5.2.	NÚMERO DE EMPLEADOS.....	26
5.3.	CONSUMO.....	27
5.4.	FACTURACIÓN .....	29
5.5.	ANÁLISIS TARIFARIO.....	30
5.6.	SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES .....	32
5.7.	PÉRDIDAS .....	32
5.8.	EL NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO (NSU) .....	32
5.9.	EXPOSICIÓN A BOLSA .....	33
5.10.	ATENCIÓN AL CLIENTE.....	33
<b>6.</b>	<b>EVALUACION DE LA GESTION .....</b>	<b>34</b>
6.1.	INDICADORES FINANCIEROS .....	34
6.2.	INDICADORES TÉCNICO ADMINISTRATIVOS .....	35

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACION AL SUI.....	36
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	36

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A  
E.S.P  
ANÁLISIS 2011**

**AUDITOR: NEXIA INTERNATIONAL**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

**1.1. Antecedentes de Constitución**

La Electrificadora de Santander S.A E.S.P se constituyó en el mes de septiembre de 1950 e inició operaciones en ese mismo año. Según lo reportado por la Empresa en el Registro Único de Prestadores – RUPS, ésta se encuentra clasificada como una empresa Mixta, constituida como sociedad anónima.

**1.2. Objeto Social**

La Electrificadora de Santander S.A. E.S.P es una empresa de servicios públicos que desarrolla las actividades de Generación, Transmisión, Comercialización y Distribución de energía Eléctrica.

**1.3. Conformación de la Empresa**

En la vigencia 2011 no se presentaron cambios en la naturaleza jurídica y el señor Carlos Alberto Gómez Gómez continua en su cargo de Gerente. En 2011, mediante acta 415 de 2011 se nombran dos suplentes, los señores Francisco Suárez Galvis, primer suplente y Marlos Rincón, segundo suplente.

<b>TIPO DE SOCIEDAD</b>	<b>SOCIEDAD ANONIMA</b>
RAZON SOCIAL	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P.
SIGLA	ESSA S.A E.S.P
AREA DE PRESTACION	SANTANDER
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	GENERACION, TRANSMISION, DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION
FECHA DE CONSTITUCION	SEPTIEMBRE 16 DE 1950
NOMBRE DEL GERENTE	CARLOS ALBERTO GOMEZ
ESTRUCTURA DEL MERCADO	-

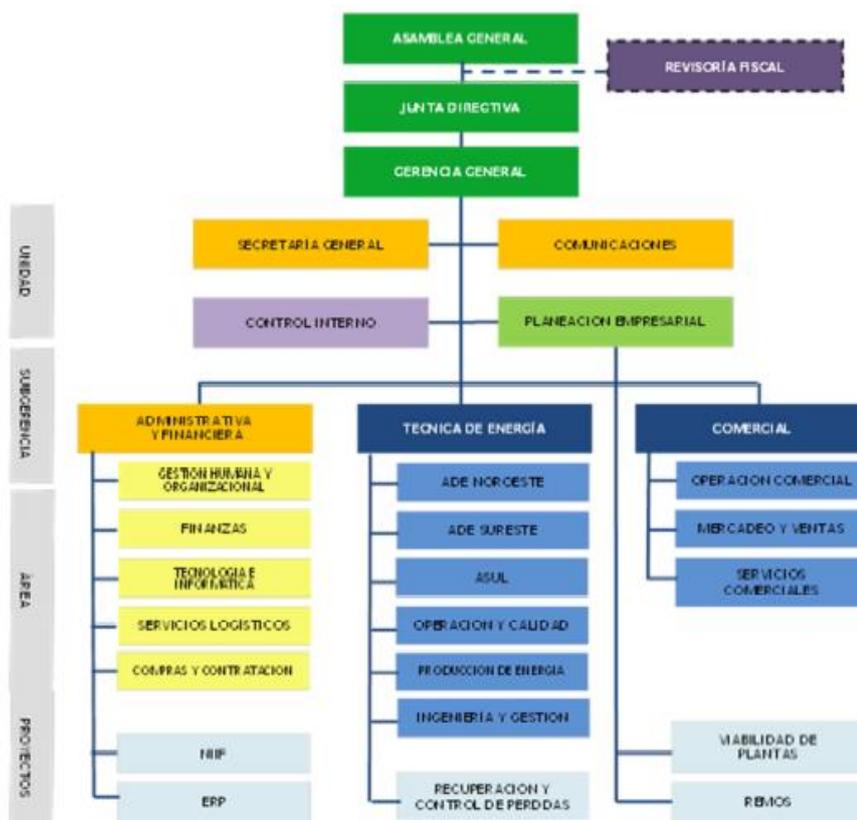
**1.4. Junta Directiva**

La junta directiva a diciembre de 2011, no presentó ninguna modificación. Mediante Acta No. 064 del 24 de Marzo de 2011 en reunión ordinaria se nombraron los miembros de la Junta Directiva para el período, 2010-2011.

REPRESENTANTES	CARGO
LUIS CARLOS RUBIANO	PRESIDENTE
CARLOS GUILLERMO ALVAREZ	OTRO
WILSON CHINCHILLA HERRERA	OTRO
EDGAR AUGUSTO PEDRANA GOMEZ	OTRO
HORACIO SERPA URIBE	OTRO
HUGO EMILIO VELEZ	OTRO
JORGE MARIO PEREZ GALLON	OTRO
LUIS ALBERTO RANGEL BECERRA	OTRO
NESTOR RAUL ENCINALES	OTRO

### 1.5. Organigrama de la Empresa

Según lo reportado por el AEGR, la Electrificadora de Santander presentó la siguiente organización en el 2011:



Fuente: Informe AEGR

## 2. ACCIONES DE LA SSPD

Una vez revisada la información suministrada por la Dirección de investigaciones de la Delegada para Energía y Gas, se evidenció que durante el año 2011 no se realizaron investigaciones a la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P

### 3. ASPECTOS FINANCIEROS

#### 3.1. Hechos Relevantes del Último Año

- La variación del activo total se incrementa en el último año en 18.22% representado en la cuenta de Otros activos, la cual se incrementa en 62% con respecto al año 2010.
- El pasivo total de la empresa presenta una disminución con respecto al año 2010 de -19.21%, principalmente por el valor de \$140.000 millones, correspondiente a Operaciones de Crédito Público, el cual no se evidencia en los registros contables del año 2011.
- El Patrimonio de la compañía presenta un incremento del 34.25%, concentrado en la cuenta de Superávit por Valorización la cual pasa de \$523.280 millones en el año 2010 a \$887.565 millones en 2011.

#### 3.2. Balance General

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al **79.51%**. Los Activos ascienden a **\$1.656.119** millones, presentando una variación del **18.22%** respecto al año anterior, destacándose el rubro de valorizaciones que corresponden al **56,79%** del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del **17.31%** de los Activos corrientes y un valor de **\$384.324** millones en los activos de infraestructura. El Capex registrado en 2011 fue de **\$54.323** millones.

La cartera correspondiente al servicio asciende a **\$123.058**, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de **70.93** días.

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2011	2010	Variación
<b>Activo</b>	<b>\$1.656.119.019.220</b>	<b>\$1.400.883.039.707</b>	<b>18,22%</b>
<b>Activo Corriente</b>	<b>\$292.552.535.146</b>	<b>\$405.341.441.203</b>	<b>-27,83%</b>
<b>Pasivo</b>	<b>\$339.290.377.158</b>	<b>\$419.985.312.671</b>	<b>-19,21%</b>
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>\$166.656.641.051</b>	<b>\$116.169.982.863</b>	<b>43,46%</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>\$1.316.828.642.062</b>	<b>\$980.897.727.036</b>	<b>34,25%</b>

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a **\$339.290** millones, representando un nivel de endeudamiento del **20.49%**. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación descendente de **19.21%**. Los pasivos corrientes se ubican en **\$166.656** millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al **49%**.

Los pasivos financieros de la compañía ascienden a **\$40.000** millones, con una concentración en el corto plazo del **24%**. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a **\$65.597** millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de **45.73** días.

El patrimonio del último año presentó una variación de **34.25%**, ubicándose en **\$1.316.828** millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del **1.6%** es decir **\$21.175** millones.

El capital suscrito y pagado es de **\$152.293** millones, el cual no se presenta variación con respecto al año 2010.

### 3.3. ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un menor crecimiento del **11.74%** con respecto al año anterior, ubicándose en **\$633.269** millones. Los ingresos por Generación ascienden a **\$16.795** millones, por Distribución a **\$66.123** millones, por Transmisión **\$16.849** millones y por Comercialización a **\$526.151** millones.

**Tabla 2.2 Estado de Resultados**

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	variación
INGRESOS OPERACIONALES	\$633.269.490.243	\$717.538.834.877	-11,74%
COSTOS OPERACIONALES	\$523.589.210.242	\$608.859.512.613	-14,00%
GASTOS OPERACIONALES	\$87.047.037.541	\$102.847.089.294	-15,36%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$22.633.242.460	\$5.832.232.970	288,07%
OTROS INGRESOS	\$32.519.398.886	\$17.193.383.287	89,14%
OTROS GASTOS	\$33.977.288.274	\$3.607.462.463	841,86%

<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>\$21.175.353.072</b>	<b>\$19.418.153.794</b>	<b>9,05%</b>
---------------------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------

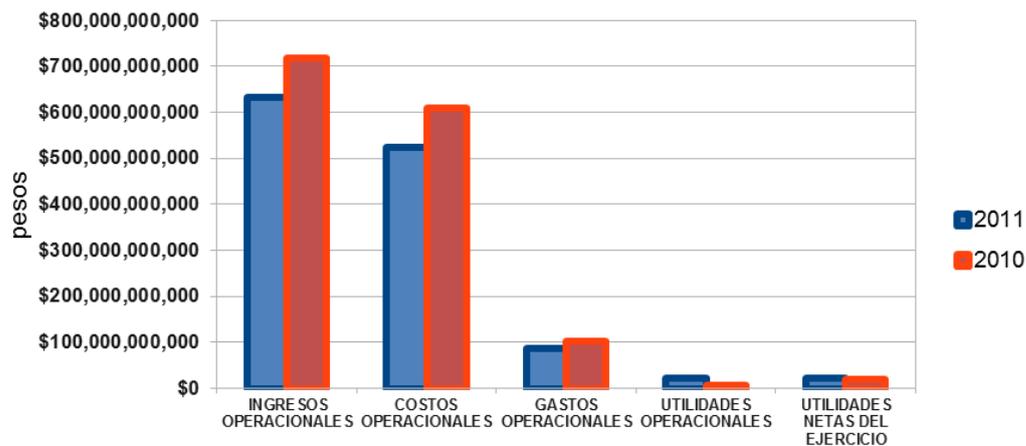
Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el **84.85%** de los ingresos, equivalentes a **\$523.589** millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de **\$314.013** millones. Los gastos administrativos por **\$59.757** millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por **\$27.289** millones. La utilidad operativa del último año asciende a **\$22.633** millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en **\$32.519** millones y **\$33.977** millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a **\$2.802** millones.

Las utilidades netas del ejercicio presentaron una variación del **9.05%**, al pasar de **19.418** millones a **21.175** millones.

**Gráfica 2.1 Flujo Operativo**



Fuente: SUI

### 3.4. INDICADORES FINANCIEROS

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

Rentabilidad Operacional

<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Ebitda</b>	107.450.670.468	107.483.019.379

<b>Margen Operacional</b>	16.97%	15,0%
<b>Rentabilidad de Activos</b>	6,5%	7,7%
<b>Rentabilidad de Patrimonio</b>	7,3%	9,0%

#### Liquidez

<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Activo Corriente Sobre Activo Total</b>	17,31%	28,93%
<b>Rotación de Cuentas por Cobrar- Días</b>	70,9	72,4
<b>Rotación de Cuentas por Pagar – Días</b>	45,7	46,5
<b>Ciclo operacional</b>	25,2	25,9
<b>Razón Corriente – Veces</b>	1,72	3,49
<b>Capital de trabajo</b>	\$51.418.001.562	\$60.345.778.365

#### Deuda

<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>	<b>2.011</b>	<b>2.010</b>
<b>Nivel de Endeudamiento</b>	20,5%	30,0%
<b>Apalancamiento</b>	79,5%	70,0%
<b>Flujo de caja sobre servicio de la deuda</b>	4474,6%	
<b>Cubrimiento de Gastos Financieros – Veces</b>	38,3	

En los indicadores financieros de rentabilidad de la empresa se observa un eficiente desempeño en el margen operacional el cual presentó un leve incremento con respecto al año anterior, igualmente los demás indicadores, aunque presentaron una disminución, son positivos.

En los indicadores de liquidez, el indicador de razón corriente presentó una disminución de 3,49 veces en el año 2010 a 1.72 veces en el 2011. El capital de trabajo de la compañía disminuyó al pasar de \$60.346 millones a \$51.418 millones en el año 2011. Se observa un mejor desempeño en los indicadores de rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar al ubicarse en 70.9 y 45.7 días correspondientemente.

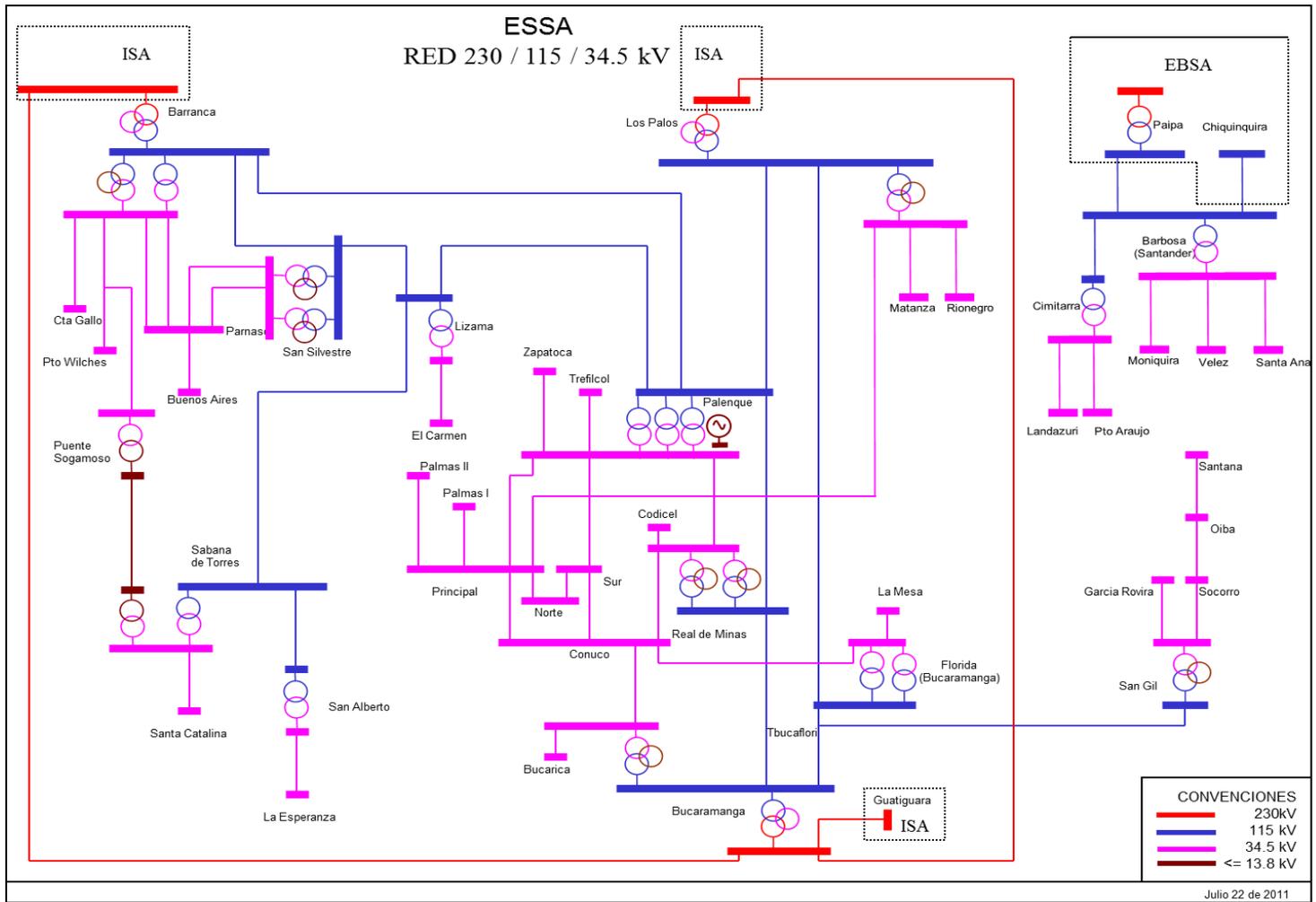
El indicador de endeudamiento presentó una disminución al pasar de 30% a 20.5% debido a la disminución del valor en la cuenta de pasivo financiero de 2011.

#### **4. ASPECTOS TECNICOS – OPERATIVOS**

##### **4.1. Descripción de la Infraestructura**

La Electrificadora de Santander S.A E.S.P (ESSA) es una empresa que distribuye, transporta, comercializa y genera electricidad en Colombia. En transmisión y distribución, la compañía cuenta con 66 subestaciones y más de 560.000 kilómetros de líneas y redes. ESSA es controlada por la multiservicios EPM y tiene su sede en Bucaramanga.

En la siguiente gráfica se puede observar el diagrama unifilar de la infraestructura eléctrica de la Empresa:



Fuente: XM

Así mismo, según lo reportado por el AEGR, la ESSA tiene los siguientes activos para las actividades que desarrolla:

Líneas Atendidas	Número de líneas	Longitud (km)	Número de estructuras
Líneas de transmisión de 230 kV	4	207	427
Líneas de transmisión de 115 kV	13	503,5	1471
Líneas de subtransmisión de 34,5 kV	20	179,9	1515
<b>Total</b>	<b>37</b>	<b>890,4</b>	<b>3413</b>

Nivel	Transformador	Cantidad
STN	Banco de autotransformadores monofásicos 3x50 MVA	2
STN	Autotransformadores trifásicos 90 MVA	2
4	Transformador trifásico de 40 MVA	13
4	Transformador trifásico de 30 MVA	1
4	Transformador trifásico de 28 MVA	1
4	Transformador trifásico de 20 MVA	3
4	Transformador trifásico de 10 MVA	2
3	Transformadores trifásicos de potencia	91
3	Transformadores trifásicos de conexión a plantas de generación	10
	Capacidad transformación MVA	1.757
	Número de subestaciones de potencia	79
2	Transformadores de Distribución	26.425

Según la información de la base de datos de XM, se elaboró un resumen de las líneas y transformadores del STR que tuvo a cargo la Electrificadora de Santander para el año 2011:

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja
	MVA	MVA	MVA
BARBOSA (SANTANDER) 1 20 MVA 115/34.5 KV	20.0		20.0
BARRANCA 2 42 MVA 115/34.5/13.8 KV	42.0	42.0	10.0
BUCARAMANGA 1 48 MVA 115/34.5/13.8 KV	48.0	48.0	4.7

CIMITARRA 1 20 MVA 115/34.5/13.8 KV	20.0	20.0	10.0
FLORIDA (BUCARAMANGA) 1 40 MVA 115/34.5 KV	40.0	40.0	4.7
FLORIDA (BUCARAMANGA) 3 40 MVA 115/34.5/	40.0	40.0	13.0
LIZAMA 25 MVA 115/34.5 KV	25.0	25.0	8.7
LOS PALOS 40 MVA 115/34.5/13.8 KV	40.0	40.0	4.7
PALENQUE 1 40 MVA 115/34.5/13.8	40.0	40.0	4.7
PALENQUE 4 40 MVA 115/34.5 KV	40.0		40.0
PALENQUE 6 30/40 MVA 115/34.5/13.8 KV	40.0	40.0	13.0
REAL DE MINAS 1 40 MVA 115/34.5/13.8 KV	40.0	40.0	4.7
REAL DE MINAS 3 40 MVA 115/34.5/13.8 KV	40.0	40.0	4.7
SABANA DE TORRES 1 10 MVA 115/34.5/13.8 KV	10.0	10.0	5.0
SAN ALBERTO 1 20 MVA 115/34.5/13.8 KV	20.0	20.0	3.0
SAN GIL 40 MVA 115/34.5/13.8 KV	40.0	40.0	4.7
SAN SILVESTRE 1 47 MVA 115/34.5/13.8 KV	47.0	47.0	4.7
SAN SILVESTRE 2 42 MVA 115/34.5/13.8 KV	42.0	42.0	4.9
<b>TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV</b>	<b>634.0</b>		

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta	CAP Media	CAP Baja
	MVA	MVA	MVA
BARRANCA 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	90.0	90.0	30.0
BARRANCA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	90.0	90.0	30.0
BUCARAMANGA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	150.0	150.0	25.0
LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	150.0	150.0	25.0
PIEDRECUESTA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	150.0	150.0	25.0
<b>TOTAL TRANSFORMACIÓN 220-230 kV</b>	<b>630.0</b>		

NOMBRE CIRCUITO	TENSION (kV)	LONG. (km)	Clase Act	CAP TRANSPORTE NORMAL (AMP)	CAP TRANSPORTE TERMICO	CAP TRANSPORTE EMERGENCIA (AMP)
BARBOSA (SANTANDER) -CIMITARRA 1 115 kV	115.0	60,20	STR	300	569.0	300
BARRANCA -PALENQUE 1 115 kV	115.0	95,80	STR	480	519.0	480.0
BARRANCA -SAN SILVESTRE 1 115 kV	115.0	8,40	STR	400	519.0	400.0
BUCARAMANGA -REAL DE MINAS 1 115 Kv	115.0	7,95	STR	422	422.0	500.0
BUCARAMANGA -TBUCAFLORI 1 115 kV	115.0	0,05	STR	569	569.0	675.0
FLORIDA (BUCARAMANGA) -LOS PALOS 1 115 kV	115.0	23,60	STR	500	569.0	500.0
FLORIDA (BUCARAMANGA) -TBUCAFLORI 1 115 kV	115.0	1,68	STR	500	569.0	500.0
LIZAMA -SABANA DE TORRES 1 115 kV	115.0	33,00	STR	140	569.0	140.0
PALENQUE -LIZAMA 1 115 kV	115.0	52,10	STR	400	519.0	400.0
PALENQUE -LOS PALOS 1 115 kV	115.0	12,00	STR	480	519.0	480.0
PIEDRECUESTA -TBUCAFLORI 1 115 kV	115.0	10,28	STR	401	401.0	474.0
REAL DE MINAS -PALENQUE 1 115 kV	115.0	4,57	STR	422	422.0	480.0

SABANA DE TORRES -SAN ALBERTO 1 115 kV	115.0	45,00	STR	126	569.0	126.0
SAN GIL -PIEDRECUESTA 1 115 kV	115.0	60,37	STR	401	401.0	474.0
SAN SILVESTRE -LIZAMA 1 115 kV	115.0	35,30	STR	400	519.0	400.0
<b>TOTAL LÍNEAS STR 115.00 kV</b>		<b>450,30</b>				
<b>TOTAL LÍNEAS A 110-115 kV</b>		<b>450,30</b>				

NOMBRE CIRCUITO	TENSION (kV)	LONG. (km)	Clase Act	CAP TRANSPORTE NORMAL (AMP)	CAP TRANSPORTE TERMICO	CAP TRANSPORTE EMERGENCIA (AMP)
BARRANCA -BUCARAMANGA 1 230 kV	230.0	99,40	USO	810	900.0	810.0
BUCARAMANGA -LOS PALOS 1 230 kV	230.0	23,45	USO	810	900.0	810.0
<b>TOTAL LÍNEAS USO 230.00 kV</b>		<b>122,85</b>				
<b>TOTAL LÍNEAS A 220-230 kV</b>		<b>122,85</b>				
<b>TOTAL</b>		<b>573,20</b>				

Así mismo, se tiene que la ESSA tiene 3 subestaciones con conexión al Sistema de Transmisión Nacional –STN, las cuales se relacionan a continuación:

Subestación	NOMBRE TRANSFORMADOR	Propietario TRF	Propietario BT HV	Propietario BT LV	CAP alta (MVA)	CAP media (MVA)	CAP baja (MVA)
BARRANCA	BARRANCA 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	90,0	90,0	30,0
BARRANCA	BARRANCA 2 90 MVA 230/115/13.8 KV	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	90,0	90,0	30,0
BUCARAMANGA	BUCARAMANGA 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	150,0	150,0	25,0
LOS PALOS	LOS PALOS 1 150 MVA 230/115/13.8 KV	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	ESSA (SANTANDER)	150,0	150,0	25,0

## 4.2. Inversiones

Durante el 2011, la ESSA realizó inversiones en proyectos por valor de 4.710 millones de pesos, según lo reportado por la Empresa en el Sistema Único de Información- SUI, como se muestra en la siguiente tabla:

ITEM	DESCRIPCION DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA INICIO	FECHA FINALIZACION	VALOR REAL	% AVANCE
1	Proyecto de Reducción y Control de Pérdidas - Buena energía para todos	Reducir y controlar las pérdidas de energía y adecuar e implementar procedimientos que permitan el mantenimiento de los resultados en el largo plazo.	01/06/10	01/06/13	40.191.322.590	34,1%
2	Proyecto Piedecuesta	Reducir los altos niveles de cargabilidad que presenta el sistema de ESSA en el nivel de 115 kV	01/09/09	01/03/12	8.715.123.525	38,9%
3	Proyecto Puerto Wilches	Mejorar el servicio de energía eléctrica en el municipio de Puerto Wilches y tener disponibilidad de la misma para el crecimiento industrial en la zona	01/06/07	28/09/12	8.542.757.585	43,3%
4	Renovación de equipos de Subestaciones de 230-115-34.5 y 13.2 kV	Renovar los equipos que hacen parte de las bahías de línea y transformador de varias subestaciones del sistema eléctrico de ESSA	07/09/09	31/07/14	8.290.055.815	19,0%
5	Construcciones de redes de media y baja tensión montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación de las veredas del grupo 1 - grupo 2 - grupo 3 - grupo 4 Convenio Gobernación - ESSA Fase IV	Aumentar la cobertura del sistema eléctrico de las diferentes veredas de los municipio en mención	29/08/11	25/03/12	2.602.564.174	40,0%
6	Línea cruce del río puerto Wilches - Cantagallo	Construcción de una línea eléctrica doble circuito que cruce el río Magdalena a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo	25/04/11	01/05/12	1.648.000.000	70,9%
7	Expansión y remodelación de circuitos urbanos a 13.2 Kv del municipio de Barrancabermeja	Aumentar la confiabilidad y mejoramiento del sistema eléctrico de la Zona Barrancabermeja	30/12/10	22/06/12	1.041.069.258	79,5%
8	Construcciones de redes de media y baja tensión montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación de las veredas del grupo 1 - grupo 2 - grupo	Aumentar la cobertura del sistema eléctrico de las diferentes veredas de los municipio en mención	25/06/10	10/07/11	918.067.141	37,0%

	3 Convenio Gobernación - ESSA Fase III					
9	Suministro e Instalación de transformador de 40 MVA en la Subestación Barbosa	Resolver el problema de cargabilidad en el nivel 3 de la subestación Barbosa	01/09/09	17/10/12	741.073.110	8,6%
10	Construcción de redes de baja tensión y acometidas para la electrificación rural de los diferentes usuarios de las distintas veredas de los municipios del área de influencia de ESSA como operador de red mediante el programa Puntas y Colas	Darle el servicio de energía a nuevos usuarios de la zona rural de los municipio de Santander	22/10/10	13/03/12	641.446.673	60,0%
11	Actualización sistema de control turbogrupo unidad 3	Aumentar la confiabilidad del proceso de generación de la unidad No.3 con la actualización tecnológica de este sistema de control.	28/10/11	24/01/12	577.233.147	100,0%
12	Proyecto Tisquirama 34.5 kV	ECOPETROL y PETRONORTE han realizado la solicitud para alimentar alrededor de 80 pozos de extracción de petróleo en el sector de Tisquirama - San Roque y los ángeles ubicados en San Martín Sur de Cesar. Actualmente se alimentan de circuitos de nivel de tensión 2 que por su gran extensión poseen una mala regulación	13/05/10	30/03/12	544.371.976	55,0%
13	Proyecto Modernización de subestaciones - SCADA y Calidad de la Potencia	Modernizar el sistema de control y operación de ESSA	07/09/09	12/12/16	507.835.160	52,3%
14	Construcciones de redes de baja tensión y acometidas para la electrificación rural de los diferentes usuarios de las distintas veredas de los municipios del área de influencia de ESSA como operador de red mediante el programa puntas y colas fase I - 2011	Aumentar la cobertura del sistema eléctrico de las diferentes veredas de los municipio en mención	10/08/11	06/02/12	486.701.035	65,0%
15	Suministro instalación y puesta en servicio de 4 celdas de interruptor automático extraíble tipo exterior switchgear 4.16 kV bocatoma unidad 3 de Termobarranca	Aumentar la confiabilidad y seguridad operativa del proceso de generación Unidad No. 3 con la actualización tecnológica de estas celdas de media tensión.	11/10/11	17/04/12	484.715.630	70,0%
16	Proyecto Línea Palenque - Campo Hermoso - La Joya 34.5 kV	Mejorar el servicio de energía eléctrica en el centro de Bucaramanga mediante otro punto de inyección de potencia al nivel de 34.5 kV	16/03/09	30/06/14	453.936.826	16,1%

17	Mantenimiento mayor de la bocATOMA unidades 1 -2 y 3	Aumentar la confiabilidad de los equipos del proceso de generación de las unidades No. 1 - 2 y 3 con el mantenimiento mayor a equipos de la bocATOMA.	28/10/11	23/02/12	414.457.710	80,0%
18	Repotenciación de líneas 401 y 402	Aumentar la capacidad de transporte de las líneas 401 y 402 las cuales alimentan al sur de la ciudad de Bucaramanga	01/08/09	30/06/12	377.542.183	26,9%
19	Compra de Celdas de 34.5 y 13.2 kV para las subestaciones Norte - Conucos y El Bosque	Adaptar las subestaciones en mención para su ampliación de capacidad de transformación	06/10/09	30/04/12	377.542.183	5,7%
20	Desmontaje suministro y montaje refrigerantes de aceite turbina unidad 3	Aumentar la confiabilidad de los equipos del proceso de generación de la unidad No.3 con la reposición de estos intercambiadores.	26/09/11	24/11/11	373.759.540	100,0%
21	Fabricación y reconstrucción de repuestos para mantenimiento mayor de las centrales hidráulicas de ESSA ESP	Consiste en la fabricación y suministro de un kit de repuestos para el mantenimiento mayor de la unidad generadora	13/09/11	16/12/11	362.635.853	100,0%
22	Construcción de redes de media y baja tensión - Montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las diferentes veredas pertenecientes al grupo número 4 del municipio de Barrancabermeja	Darle el servicio de energía a nuevos usuarios de la zona rural del municipio de Barrancabermeja	21/07/10	30/11/11	316.441.173	30,0%
23	Suministro configuración e instalación de relés digitales unidades de generación planta Termobarranca	Aumentar la seguridad operativa de las Unidades de generación de Termobarranca con la actualización tecnológica de los relés de protecciones.	12/12/11	10/03/12	300.241.750	60,0%
24	Proyecto Caneyes	Aumentar el nivel de transformación en la subestación Caneyes para mejorar el servicio en el municipio de Girón	29/03/10	15/11/11	191.540.820	5,8%
25	Suministro e Instalación de transformador de 40 MVA en la Subestación Palenque	Resolver el problema de cargabilidad en el nivel 3 de la subestación Palenque en el nivel de 34.5 kV	01/09/09	17/10/12	170.324.943	2,0%
26	Cambio de los controladores principales de la caldera de la unidad No. 3	Aumentar la confiabilidad del proceso de generación de la unidad No.3 con la actualización tecnológica de este sistema de control.	20/09/11	21/12/11	134.580.460	100,0%
27	Proyecto Las Hamacas	Mejorar el servicio de energía eléctrica en el sector norte de la ciudad de Bucaramanga	20/09/10	30/06/11	116.619.462	16,7%

28	Suministro montaje y puesta en servicio de interruptores de salida y sistemas de protección eléctricos en barrajes en la planta Zaragoza	Este proyecto consistente en el suministro de interruptores para mejorar los equipos por su obsolescencia	03/10/11	30/03/12	52.300.781	89,0%
29	Suministro montaje y puesta en servicio de interruptores de salida y sistemas de protección eléctricos en barrajes en la planta cascada	Este proyecto consistente en el suministro de interruptores para mejorar los equipos por su obsolescencia	03/10/11	30/03/12	52.300.781	89,0%
30	Reparacion rotor tipo inducido de una excitatriz rotativa 60 kw unidades 1 y 2 de Termobarranca	Aumentar la disponibilidad del proceso de generación de las unidades No.1 y 2 con la reparación del rotor excitatriz de repuesto.	30/12/10	27/02/11	24.008.319	100,0%
31	Suministro e Instalación de transformador de 40 MVA en la Subestación Florida	Resolver el problema de cargabilidad en el nivel 3 del sector sur del municipio de Bucaramanga	01/09/09	17/10/12	20.777.491	0,2%
32	Proyecto Zapamanga	Mejorar los niveles de regulación y prestación del servicio en el sector suroriental del municipio de Bucaramanga	01/09/09	01/12/13	0	0,0%
33	Suministro e Instalación de transformador de 40 MVA en la Subestación Termobarranca	Resolver el problema de cargabilidad en el nivel 3 de la subestación Termobarranca	01/09/09	17/10/12	0	0,0%

De las inversiones realizadas, el proyecto que tuvo mayor impacto económico fue el de reducción y control de pérdidas por un valor de 40.191 millones de pesos, el cual se encuentra en un 34,1% de ejecución, seguido del proyecto de Piedecuesta por un valor de 8.715 millones con un porcentaje de avance del 38,9%, que consiste en la reducción de los niveles de cargabilidad a 115 kV.

### 4.3. Mantenimiento y Operación

Según lo reportado por el AEGR, la Electrificadora de Santander S.A E.S.P tiene un plan de mantenimiento, de acuerdo a cada proceso de la Empresa:

- Mantenimiento de redes nivel I y II y III (radiales) en las (ADE`s)
- Mantenimiento de subestaciones, líneas (niveles III y IV) en S/L
- Mantenimiento de equipos de generación en Producción de energía.

#### 4.3.1 Mantenimiento en Redes

La ESSA realizó durante el 2011, mantenimientos a sus redes de nivel de tensión I y II a través de dos grandes Áreas de Distribución de Energía, la ADE Noreste y la Sureste.

El ADE NORESTE comprende Metro Norte, Barrancabermeja, San Alberto y Cimitarra. El mantenimiento en dicha área se realizó mediante cuatro contratos de la siguiente forma:

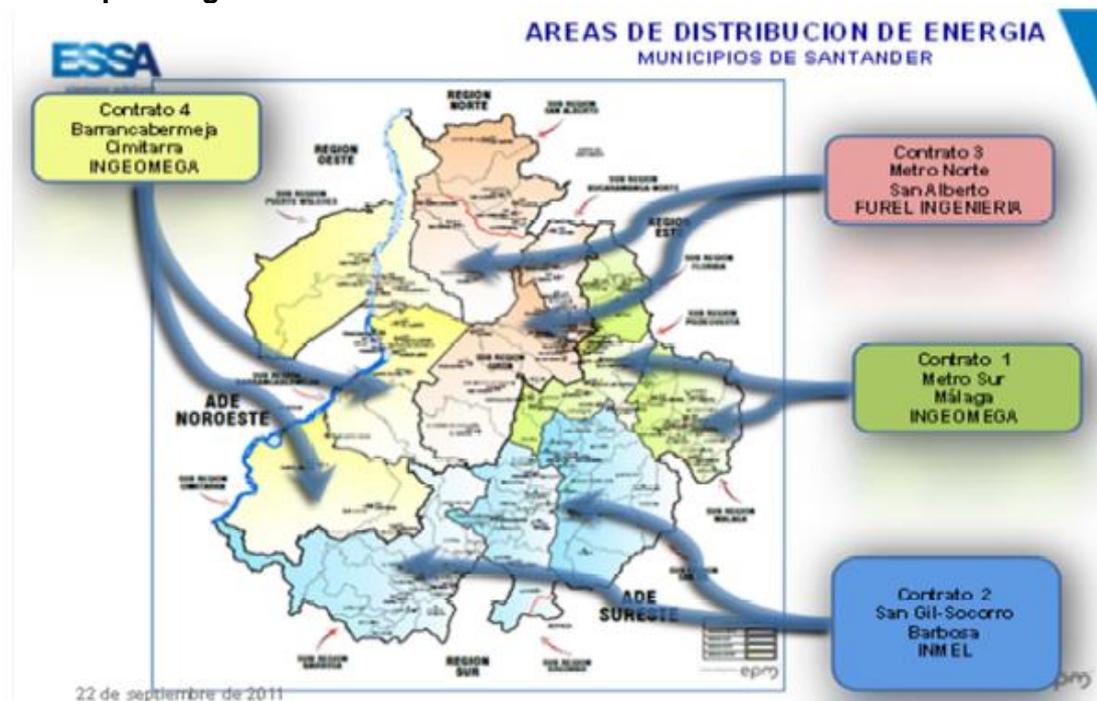
Contrato No. 1: con INGEOMEGA que cubre Metro Sur y Málaga.

Contrato No. 2: con INMEL que cubre San Gil, Socorro y Barbosa.

Contrato No. 3: con FUREL INGENIERIA que cubre Metro Norte y San Alberto.

Contrato No 4: con INGEOMEGA que cubre las zonas de Barrancabermeja y Cimitarra.

#### Mapa Geográfico de la Distribución de los Contratos de Mantenimiento



Fuente: AEGR

El Área de Distribución de Energía Noroeste cerró el indicador de avance en un 94,9%, sin embargo la zona de Cimitarra terminó el año en un 70% por debajo de la meta. Mientras que para el ADE Sureste, se tuvo un indicador en 2011 de 99,2%, el cual fue buen indicador en la intervención de estructuras.

Para la poda de árboles en las ADE's, se estableció un indicador de kilómetros de red revisada versus kilómetros de red podada. En el 2011, según lo informado por el AEGR, este indicador sobrepasó la meta establecida, cumpliendo con el objetivo propuesto.

Para el caso de los transformadores, la Empresa continuó con el programa de reducción de mortalidad de los transformadores de Distribución de nivel II, en el cual se ha presentado una reducción año tras año, llegando en el 2011 a 1168, por debajo de la meta que era 1.200.

Así mismo, el AEGR informó que las causas mas frecuentes de las quemas de los transformadores son descargas atmosféricas, seguida por otras fallas sin identificar, y sobrecargas.

A continuación se presenta un cuadro con el resumen de los indicadores de mantenimiento de equipos de 2009 a 2011:

Descripción	Cantidad	%
Trafos reparados a la fecha	3074	
Trafos fallados del contrato de reparación (Garantías)	36	1%
Trafos autoprotegidos comprados en 2009	100	
Trafos autoprotegidos fallados comprados en 2009 "Presentaron quema de un fusible interno que pudo ser reparado por el taller de transformadores, costo del fusible \$40,000"	4	4%
Trafos autoprotegidos comprados en 2010	318	
Trafos autoprotegidos fallados comprados en 2010 "Presento quema de un fusible interno que pudo ser reparado por el taller de transformadores, costo del fusible \$40,000"	1	0%
Trafos recuperados por mantenimiento en sitio	110	
Trafos fallados con mantenimiento en sitio	3	
Trafos con redistribuciones de carga	57	
Trafos robados	6	

Fuente: AEGR

#### 4.3.2 Mantenimiento a Líneas y Subestaciones

El programa de mantenimiento preventivo anual se basa en la realización de termografías tanto para subestaciones como para las líneas. Todos los trabajos de mantenimiento preventivo se realizan de acuerdo con el programa anual, el cual es coordinado con el Centro de Control de la ESSA y el Centro Nacional de Despacho, según lo informado por el AEGR.

A continuación se presentan unas tablas de los indicadores de mantenimiento de subestaciones y líneas, de acuerdo con lo informado por el AEGR:

## INDICADORES DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

RESUMEN ESTADÍSTICO EQUIPAMIENTO PLAN METRO 2011							
MES	METO PREVENIVO	METO ENTON REALIZADOS	METO CORRECTIVOS REALIZADOS	METO TRAFICO	PLAN METO MENSUAL	PLAN METO ACUMULADO	OBSERVACIONES
ENERO	65%	9	4	40%	No se había iniciado	No se había iniciado	Emergencias sub estación Eucaramanga 17 de enero 2011, Alendón año cambiaron las TIE Térmica, 4 trabajos correctivos, 0 la normal
FEBRERO	85%	18	3	73%	100%	100%	3 trabajos correctivos.
MARZO	87%	28	4	83%	90%	94%	4 trabajos correctivos.
ABRIL	88%	24	3	91%	105%	99%	3 trabajos correctivos.
MAYO	85%	31	2	85%	76%	90%	2 trabajos correctivos, Cuatro programaciones fueron canceladas por el CBC.
JUNIO	85%	23	3	87%	68%	85%	6 actividades (1 programación) fueron canceladas por el CBC por la contingencia del TI de la CRE Minas y 2 actividades no pudieron ser adelantadas por problemas de vías (ola Invernal - California TI, California CPT)
JULIO	100%	22	0	83%	88%	85%	5 actividades fueron canceladas por el CBC por la contingencia del TI de la CRE Minas.
AGOSTO	100%	19	0	85%	73%	84%	3 actividades fueron canceladas por el CBC por la contingencia del TI de la CRE Minas.
SEPTIEMBRE	100%	24	0	86%	92%	85%	2 actividades fueron canceladas por el CBC por no existir acuerdo con la comunidad
OCTUBRE	100%	22	0	100%	95%	85%	
NOVIEMBRE	86%	15	3	100%	83%	85%	3 trabajos correctivos.
DICIEMBRE	100%	6	0	NA	100%	85%	Para este mes no se programaron Transformadores

Fuente: AEGR

## INDICADOR DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES

CUADRO DE INSPECCIONES TERMOGRÁFICAS SUBESTACIONES PROGRAMADAS CONTRA REALIZADAS			
	VISITAS PROGRAMADAS	VISITAS REALIZADAS	PORCENTAJE
ENERO	1	3	300,00%
FEBRERO	21	25	119,05%
MARZO	3	11	366,67%
ABRIL	18	14	77,78%
MAYO	31	11	35,48%
JUNIO	6	5	83,33%
JULIO	2	11	550,00%
AGOSTO	1	11	1100,00%
SEPTIEMBRE	8	15	187,50%
OCTUBRE	24	10	41,67%
NOVIEMBRE	24	31	129,17%
DICIEMBRE	1	12	1200,00%
TOTAL	140	158	112,85%

Fuente: AEGR

## INDICADOR DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LINEAS

CUADRO DE INSPECCIONES TERMOGRÁFICAS LÍNEAS PROGRAMADAS CONTRA REALIZADAS			
	VISITAS PROGRAMADAS	VISITAS REALIZADAS	PORCENTAJE
ENERO	4	4	100,00%
FEBRERO	1	1	100,00%
MARZO	6	4	66,67%
ABRIL	4	6	150,00%
MAYO	4	3	75,00%
JUNIO	9	9	100,00%
JULIO	9	6	66,67%
AGOSTO	5	8	160,00%
SEPTIEMBRE	2	16	800,00%
OCTUBRE	7	5	71,43%
NOVIEMBRE	3	5	166,67%
DICIEMBRE	0	0	100,00%
TOTAL	54	67	124,07%

Fuente: AEGR

## INDICADOR DE MANTENIMIENTO EN LINEAS - INSPECCIONES

INSPECCIONES A ESTRUCTURAS			
	EJECUTADAS	PROGRAMADAS	PORCENTAJE
ENERO	1141	920	124,0%
FEBRERO	582	550	105,8%
MARZO	652	620	105,2%
ABRIL	939	380	247,1%
MAYO	427	380	112,4%
JUNIO	826	776	106,4%
JULIO	1272	876	145,2%
AGOSTO	1716	1612	106,5%
SEPTIEMBRE	1526	1052	145,0%
OCTUBRE	1576	1650	95,5%
NOVIEMBRE	2449	2305	106,2%
DICIEMBRE	1635	1700	96,2%

Fuente: AEGR

## INDICADOR DE MANTENIMIENTO EN LINEAS – INTERVENCIONES

INTERVENCIONES A ESTRUCTURAS			
	EJECUTADAS	PROGRAMADAS	PORCENTAJE
ENERO	270	225	120,0%
FEBRERO	192	160	119,8%
MARZO	154	125	123,2%
ABRIL	944	289	119,0%
MAYO	63	38	110,2%
JUNIO	912	254	122,9%
JULIO	598	920	169,1%
AGOSTO	578	500	114,6%
SEPTIEMBRE	445	150	296,7%
OCTUBRE	440	550	80,0%
NOVIEMBRE	906	884	271,8%
DICIEMBRE	617	650	94,9%

Fuente: AEGR

Teniendo en cuenta lo informado por el AEGR, en cuanto al cumplimiento y control del programa anual de mantenimiento para líneas de 230, 115 y 34,5 kV, se puede concluir que el plan de mantenimiento en Subestaciones estuvo por debajo del 80%.

El Indicador del mantenimiento Preventivo superó el 90%, el mantenimiento predictivo (termografía) superó el 100% y el Mantenimiento de transformadores estuvo también por debajo del 80%. El porcentaje global de todo el mantenimiento en subestaciones cerró en un 83,32% con alerta amarilla.

Respecto a Líneas se evidenció que el mantenimiento predictivo en el indicador superó el 100%, en tanto que el indicador de estructuras inspeccionadas e intervenidas superó el 100%, la poda estuvo en un 73%, pero globalmente el indicador de mantenimiento en líneas cerró en el 96%.

### 4.3.3 Mantenimiento a Equipos de Generación

El Mantenimiento del Sistema de Generación de Energía es uno para las Plantas Térmicas y otro para las Plantas Hidráulicas.

La infraestructura de Generación de ESSA está compuesta por plantas térmicas e hidráulicas:

## Plantas Térmicas

Una unidad térmica a gas en TERMOPALENQUE 3 con una capacidad efectiva neta de 13 MW, la cual es despachada centralmente.

□ Planta TERMOBARRANCA tiene un contrato suscrito con ECOPETROL para una generación de 24 MWh en operación continua. No es despachada centralmente.

### CAPACIDAD INSTALADA EN EL AREA DE PRODUCCION DE ENERGIA

ÁREA PRODUCCIÓN ENERGÍA CAPACIDAD INSTALADA		
GENERACIÓN HIDRÁULICA		
PLANTA	No. Unidades	Capacidad Instalada (KW)
PALMAS	4	18.000
CASCADA	5	3.500
ZARAGOZA	3	1.500
SERVITA	2	800
CALICHAL	2	200
GENERACIÓN TÉRMICA		
PLANTA	No. Unidades	Capacidad Instalada (KW)
TERMOPALENQUE UNIDAD No3	1	15.000
TERMOBARRANCA UNIDAD No1	1	12.500
TERMOBARRANCA UNIDAD No2	1	12.500
TERMOBARRANCA UNIDAD No3	1	66.000

Fuente: AEGR

### PLAN DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA TERMICO

EQUIPO	FACTOR DE UTILIZACIÓN	TIPO DE INSPECCION	FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO EN HORAS	PROXIMO MANTENIMIENTO	DIAS EJECUCION
Caldera	1.0	Medición espesores	8.500	27-oct-10	20
		Inspección aislamiento térmico			
		Inspección refractario			
		Inspección quemadores			
		Prueba hidrostática			
		Inspección a deshojaladores			
		Prueba y calibración válvulas de seguridad			
		Inspección estructuras y soldaduras			
		Inspección ducto aire y gases			
Inspección juntas de expansión					
Turbina	1.0	Inspección rotor (eje, álabes, muñones, ...)	35000 - 50.000	13-abr-15	35
		Inspección estator (diafragmas)			
		Inspección cojinetes			
		Inspección sellos de vapor y de aceite			
		Inspección sistema de lubricación			
		Inspección virador (turning gear)			
Generador	1.0	Inspección y limpieza a rotor	35000 - 50.000	13-abr-15	25
		Inspección y limpieza a estator			
		Inspección cojinetes			

Fuente: AEGR

EQUIPO	FACTOR DE UTILIZACION	TIPO DE INSPECCION	FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO EN HORAS	PROXIMO MANTENIMIENTO	DIAS EJECUCION
Excitatriz	1.0	Mantenimiento sistema enfriamiento	35000 - 50.000	13-abr-15	15
		Pruebas eléctricas			
		Inspección y limpieza a rotor			
		Inspección y limpieza a estator			
		Inspección cojinete			
Tiro Forzado	1.0	Pruebas eléctricas	17.000	15-oct-10	8
		Inspección y limpieza ventilador			
		Inspección cojinetes ventilador			
		Inspección y limpieza motor (rotor, estator)			
		Inspección estado rodamientos			

Fuente: AEGR

Durante el 2011 se realizó el mantenimiento a los equipos de generación, utilizando una programación anual de actividades para los mantenimientos Preventivos, Predictivos y Correctivos.

En resumen, las actividades de mantenimiento de las plantas generadoras se agrupan en mantenimiento eléctrico, mantenimiento mecánico y mantenimiento civil. En todos los casos se realiza una programación con fecha, duración, tareas preliminares y responsable de su ejecución.

El programa de mantenimiento de las plantas de generación tanto Térmicas como Hidráulicas se vienen realizando de acuerdo a los planes previamente establecidos en el programa "MANTENIMIENTO", con un seguimiento de los indicadores de generación, indisponibilidad, eventos, lo cual lleva a que se tengan las plantas disponibles sobre todo las Unidades de Termobarranca para dar cumplimiento al contrato con Ecopetrol.

En cuanto a la generación hidráulica, se tiene que los desastres naturales causaron una pérdida de generación de 10.970.080 KWh durante el año 2011.

#### 4.4. Calidad del Servicio

Durante el 2011, la Electrificadora de Santander no ingreso al esquema de incentivos y compensaciones, establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

Así las cosas, y teniendo en cuenta que la ESSA aplica el esquema de calidad anterior, definió los límites máximos admisibles de los indicadores de calidad del servicio para el 2011, totales y por trimestre, para cada grupo de calidad. En las siguientes tablas se presentan tales valores.

#### Máximos Admisibles

DES					
POR GRUPO / TRIMESTRES AÑO 2011					
GRUPO	TRIMESTRE				MAXIMO AÑO
	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	
1	2	3	3	3	11
2	5	6	4	4	19
3	6	7	8	8	29
4	7	12	13	7	39
FES					
POR GRUPO / TRIMESTRES AÑO 2011					
GRUPO	TRIMESTRE				MAXIMO AÑO
	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	
1	5	6	8	7	26
2	10	13	10	11	44
3	11	13	16	11	51
4	14	17	14	13	58

Fuente: AEGR

## Indicadores de Calidad DES – FES año 2011

GRUPO	PRIMER TRIMESTRE						
	CANTIDAD	FES	DES	META FES	FES (PROMEDIO)	META DES	DES (PROMEDIO)
1	120	532	188	5	4,43	2,00	1,57
2	9	114	134,92	10	12,67	5,00	14,99
3	93	638	637,32	11	6,86	6,00	6,85
4	88	652	718,23	14	7,41	7,00	8,16
GRUPO	SEGUNDO TRIMESTRE						
	CANTIDAD	FES	DES	META FES	FES (PROMEDIO)	META DES	DES (PROMEDIO)
1	121	443	177,35	6	3,66	3,00	1,47
2	9	65	26,13	13	7,22	6,00	2,90
3	93	1.039	932,73	13	11,17	7,00	10,03
4	88	1.113	935,67	17	12,65	12,00	10,63
GRUPO	TERCER TRIMESTRE						
	CANTIDAD	FES	DES	META FES	FES (PROMEDIO)	META DES	DES (PROMEDIO)
1	120	400	139,15	8	3,33	3,00	1,16
2	9	67	61,77	10	7,44	4,00	6,86
3	95	776	1.074,72	16	8,17	8,00	11,31
4	88	689	1.054,42	14	7,83	13,00	11,98
GRUPO	CUARTO TRIMESTRE						
	CANTIDAD	FES	DES	META FES	FES (PROMEDIO)	META DES	DES (PROMEDIO)
1	121	450	228,33	7	3,72	3,00	1,89
2	9	55	48,12	11	6,11	4,00	5,35
3	94	707	860,32	11	7,52	8,00	9,15
4	88	746	699,50	13	8,48	7,00	7,95

Fuente: AEGR

Del cuadro anterior, se pueda observar que el grupo 2 de calidad ha superado la meta del FES y DES en el primer trimestre; mientras que el grupo 4 superó la meta del DES en el primer trimestre y el grupo 3 superó la meta del DES en el segundo trimestre.

Analizando los indicadores de calidad DES y FES para cada uno de los circuitos se tiene lo siguiente:

En el trimestre 1, un total de 69 circuitos superaron la meta del FES equivalente al 26% del total; mientras que 106 circuitos superaron la meta del DES equivalente al 40%.

En el trimestre 2, 83 circuitos superaron la meta del FES equivalente al 31% y 94 circuitos superaron la meta del DES equivalente al 35%. Y un total de 69 circuitos repitieron en los dos primeros trimestres, superando los indicadores de calidad.

Para el trimestre 3 tenemos que 40 circuitos superaron el FES y 83 circuitos el DES y en el trimestre 4, un total de 59 circuitos superaron el FES y 94 circuitos el DES.

Para el primer semestre del año 2011, en el grupo de calidad 1, 14 circuitos superaron la meta del FES y 5 del DES y 4 circuitos superaron ambos indicadores; en el grupo de calidad 2, 4 circuitos superaron el DES del año; en el grupo de calidad 3, 25 superaron la meta de la año 2011 y en el grupo de calidad 4, 13 superaron la meta del Des y la meta del FES.

### 5. ASPECTOS COMERCIALES

Este capítulo presenta los aspectos comerciales enfocados a determinar la gestión realizada, y las estrategias de la Empresa en los temas de Nivel de Pérdidas, Exposición a bolsa, % de energía vendida en bolsa, Recaudo y Cartera, Restricciones, Subsidios y Contribuciones, Facturación, Tiempo de Atención en Oficinas y Nivel de Satisfacción del Usuario.

## 5.1. Evolución en el Número de Suscriptores

SECTOR O ESTRATO	2010	2011	VARIACION (%)
Estrato 1	95.170	109.606	15,17%
Estrato 2	224.812	233.186	3,72%
Estrato 3	118.076	120.411	1,98%
Estrato 4	59.250	61.042	3,02%
Estrato 5	7.821	7.906	1,09%
Estrato 6	7.590	7.875	3,75%
Industrial	7.012	7.227	3,07%
Comercial	47.504	50.319	5,93%
Oficial	4.208	4.298	2,14%
Otros	468	515	10,04%
<b>Total Residencial</b>	<b>512.719</b>	<b>540.026</b>	<b>5,33%</b>
<b>Total No Residencial</b>	<b>59.192</b>	<b>62.359</b>	<b>5,35%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>571.911</b>	<b>602.385</b>	<b>5,33%</b>

Fuente: SUI

En el año 2011 se presentó un incremento en el total de usuarios de la ESSA del 5,33%. Los usuarios residenciales que tuvieron una mayor participación en la estructura del mercado fueron los pertenecientes a los estratos 2 y 3 con un porcentaje del 38,71% y 20% respectivamente.

Para el caso de usuarios no residenciales, los que tuvieron mayor participación fueron los usuarios del sector comercial con un porcentaje de 8,35%.

Respecto a las variaciones de la composición del mercado de la ESSA presentadas en el año 2011, se evidencia un incremento significativo en los usuarios del estrato 1 del 15.17% respecto al año 2010.

Por otro lado, las variaciones más relevantes de 2010 a 2011 en usuarios no residenciales se evidenciaron tanto para el sector comercial como para Otros Usuarios con incrementos del 5,93% y 10,04% respectivamente.

## 5.2. Número de Empleados

De acuerdo con lo informado por el AEGR, la ESSA tiene 805 trabajadores a 31 de diciembre de 2011, de los cuales el 91,55% se encuentra vinculado con un contrato a término indefinido y 470 tienen contrato indefinido convención total, 267 indefinido convención parcial, 6 por labor contratada, 23 con salario integral y 39 son aprendices del SENA.

Ahora bien, considerando los ingresos operacionales de ESSA., los costos laborales representan un 6,5% del total de las ventas realizadas por la E.S.P., durante el 2011.

En las condiciones actuales de la empresa, el factor prestacional de la convención colectiva no pone en riesgo la estabilidad económica empresarial.

Durante el 2011 la ESSA realizó el plan de retiro voluntario (PRV), el cual benefició a 147 personas y tuvo un valor de \$29.564 millones que impactaron los estados contables de la ESSA disminuyendo la utilidad neta en dicho monto.

Para remplazar a los trabajadores que se acogieron al PRV y en desarrollo del proyecto Dínamo de reorganización administrativa, se realizaron convocatorias

públicas con procesos de selección por competencias, que permitieron incorporar 121 nuevos trabajadores.

### 5.3. Consumo

Residenciales	
Rangos por consumo (kWh/mes)	Usuarios
0 - 50	137.794
51 - 100	132.643
101-150	115.273
151- 200	68.088
201- 250	35.099
251- 300	18.514
301- 350	10.603
351- 400	6.278
401- 450	4.088
451- 500	2.641
501- 500	9.005

Fuente: SUI

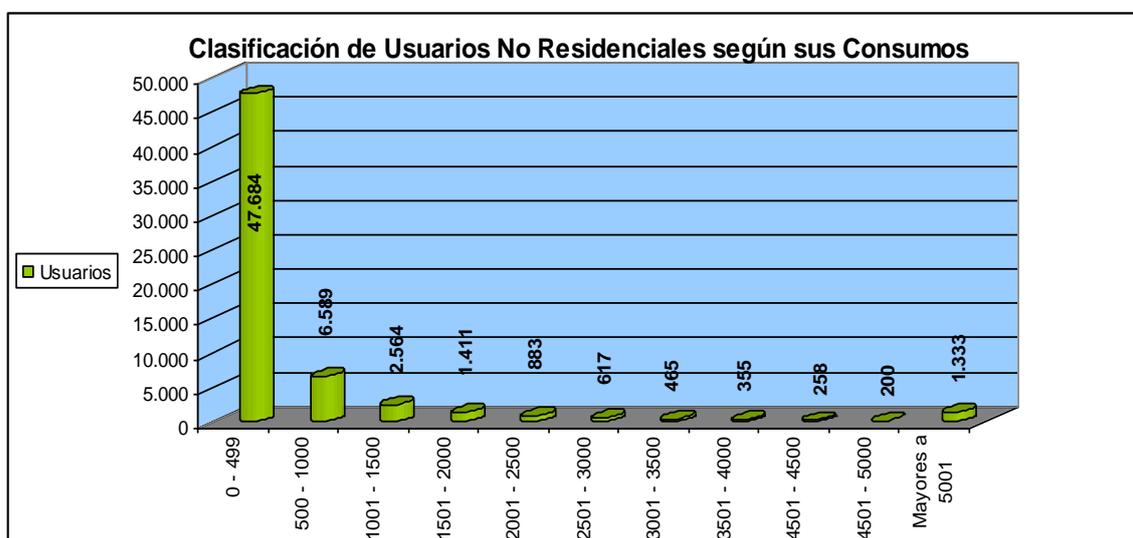
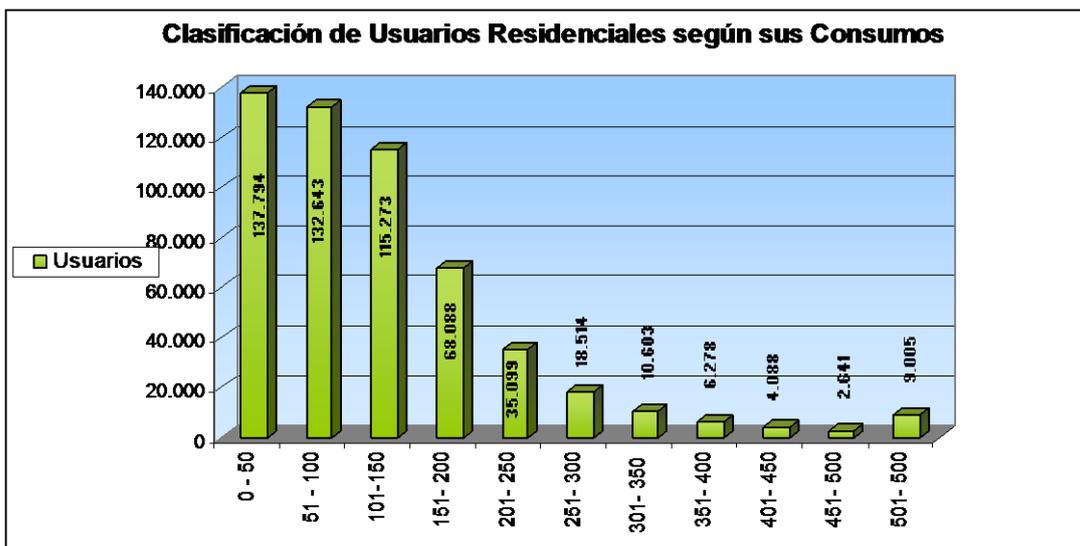
No Residenciales	
Rangos por consumo (kWh/mes)	Usuarios
0 - 499	47.684
500 - 1000	6.589
1001 - 1500	2.564
1501 - 2000	1.411
2001 - 2500	883
2501 - 3000	617
3001 - 3500	465
3501 - 4000	355
4501 - 4500	258
4501 - 5000	200
Mayores a 5001	1.333

Fuente: SUI

De acuerdo con lo reportado en el SUI, la mayor parte de usuarios de la ESSA presentan consumos entre 0 y 100 kWh para el caso de los Residenciales.

Mientras que para el caso de los usuarios no residenciales, la mayoría de estos se encuentran en un rango de consumo de 0 a 499 kWh.

Lo anterior, se puede observar en las siguientes gráficas:



Sector ó Estrato	Consumo (kWh)		Variación (%)
	2010	2011	
Estrato 1	115.581.731	135.742.215	17,44%
Estrato 2	257.513.736	271.741.547	5,53%
Estrato 3	207.093.572	211.040.771	1,91%
Estrato 4	128.725.831	129.141.217	0,32%
Estrato 5	21.137.856	21.025.088	-0,53%
Estrato 6	22.530.885	22.923.725	1,74%
Industrial	211.478.306	200.590.388	-5,15%
Comercial	324.420.929	348.230.612	7,34%
Oficial	47.703.820	48.651.805	1,99%
Otros	97.068.475	93.254.031	-3,93%
<b>Total Residencial</b>	<b>752.583.611</b>	<b>791.614.563</b>	<b>5,19%</b>

<b>Total No Residencial</b>	<b>680.671.530</b>	<b>690.726.836</b>	<b>1,48%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.433.255.141</b>	<b>1.482.341.399</b>	<b>3,42%</b>

Fuente: SUI

En el año 2011 el consumo de los usuarios de la ESSA presentó un incremento del 3,42% respecto al año 2010. Sin embargo, se presentó una disminución significativa del 5,15% del consumo de usuarios industriales al igual que el consumo de otros usuarios con un decremento del 3,93%.

Para el caso de usuarios residenciales se incrementó el consumo a los usuarios de estrato 1 en un 17,44%. El estrato 2 tiene el mayor porcentaje de participación en el consumo total de los usuarios de la Empresa con un 18,33%.

Es importante destacar que a pesar que el consumo de energía de los industriales se disminuyó, el consumo de usuarios no residenciales aumentó en un 1,48%.

La mayor participación del consumo total de la ESSA lo tuvieron los usuarios comerciales con un 23,49%.

#### 5.4. Facturación

<b>Valor del Consumo (\$)</b>			
<b>Sector ó Estrato</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>Variación (%)</b>
Estrato 1	42.541.171.617	51.847.160.634	21,88%
Estrato 2	95.304.821.457	103.600.938.876	8,70%
Estrato 3	76.155.510.637	79.929.583.372	4,96%
Estrato 4	46.077.468.079	47.520.272.202	3,13%
Estrato 5	7.368.416.725	7.533.448.106	2,24%
Estrato 6	7.817.396.178	8.158.453.100	4,36%
Industrial	42.492.555.907	56.326.422.889	32,56%
Comercial	55.683.821.658	122.757.323.815	120,45%
Oficial	10.416.172.452	16.736.176.209	60,67%
Otros	27.433.372.524	26.889.014.937	-1,98%
<b>Total Residencial</b>	<b>275.264.784.693</b>	<b>298.589.856.290</b>	<b>8,47%</b>
<b>Total No Residencial</b>	<b>136.025.922.541</b>	<b>222.708.937.850</b>	<b>63,73%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>411.290.707.234</b>	<b>521.298.794.140</b>	<b>26,75%</b>

Fuente: SUI

En el año 2011 la facturación del valor del consumo aumentó en un 26,75%. Es importante anotar que el valor del consumo de usuarios comerciales se incrementó en un 120,45% respecto al 2010. Asimismo, el valor del consumo de los usuarios oficiales aumento en un 60,67%.

La mayor participación del valor del consumo de la ESSA fue de los usuarios comerciales, seguido por los usuarios de estrato 2, con un 23,55% y 19,87% respectivamente.

## 5.5. Análisis Tarifario

En el año 2011, las tarifas promedio por estrato se dieron así: para el estrato 1 de 154,68 \$/kWh, para el estrato 2 de 193,36 \$/kWh y del estrato 3 fue de 326,76 \$/kWh.

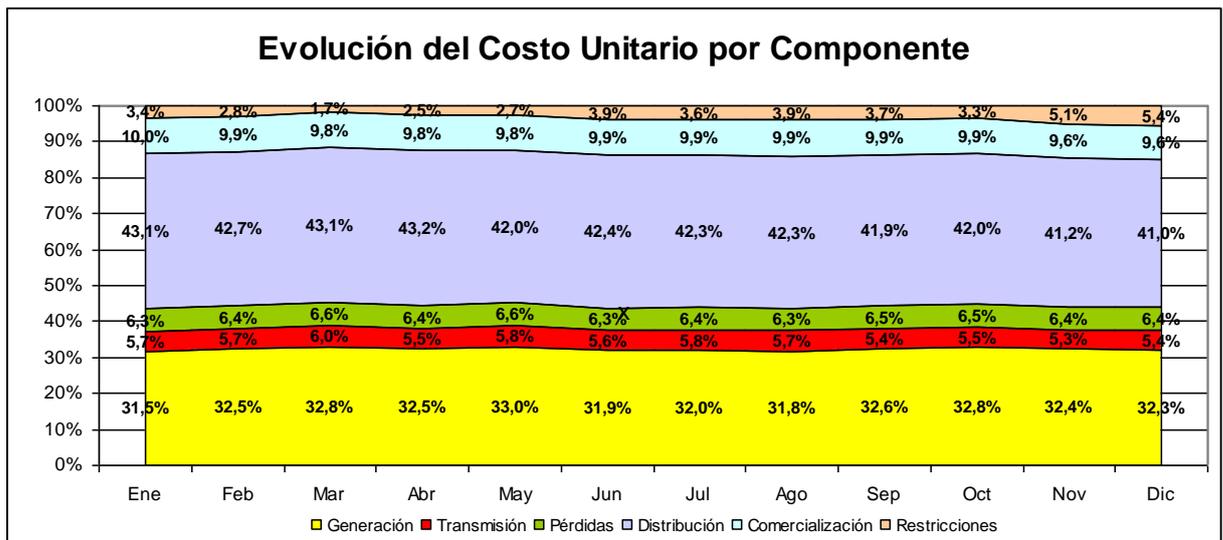
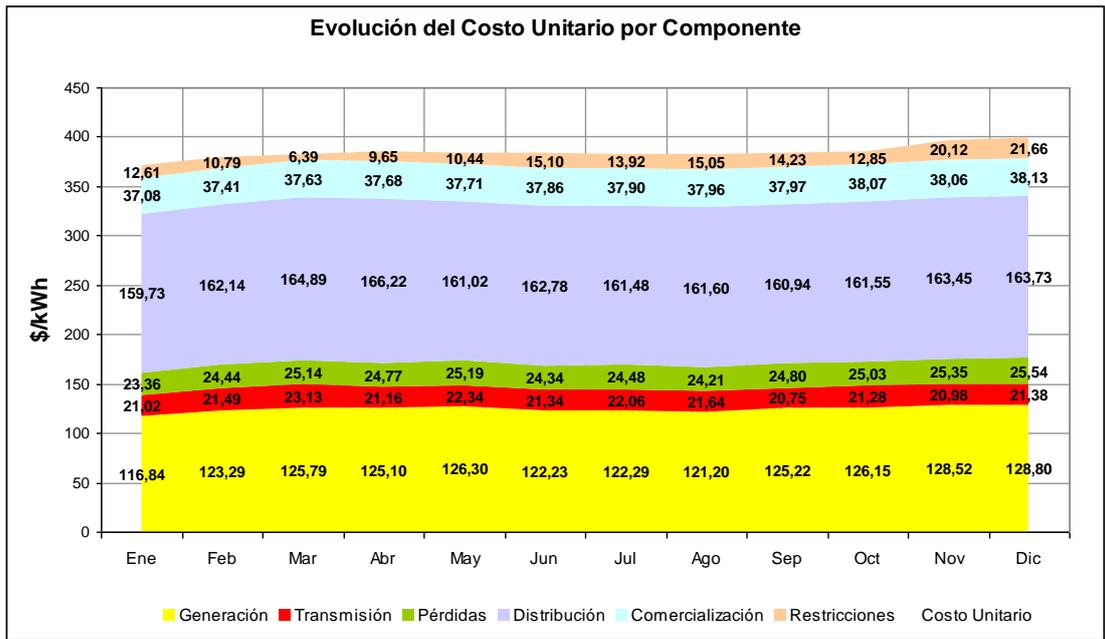
PERIODO	ESTRATO			
	1	2	3	4
1	148,25	185,31	315,03	370,63
2	151,82	189,78	322,62	379,56
3	153,19	191,49	325,53	382,98
4	153,83	192,28	326,88	384,57
5	154,06	192,58	325,55	383,00
6	154,49	193,12	326,10	383,64
7	154,99	193,74	324,81	382,13
8	155,02	193,77	324,41	381,66
9	155,89	194,86	326,33	383,92
10	156,38	195,48	327,18	384,91
11	158,59	198,24	337,00	396,47
12	159,70	199,62	339,66	399,25

Fuente: ESSA



El costo unitario de la ESSA presentó una variación de enero a diciembre de 2011 del 7,72%. En el mes de noviembre se presentó una variación significativa del 3%, con un costo unitario del 396,47 \$/kWh.

La componente que más peso tuvo en el costo unitario fue el cargo de Distribución con un promedio del 42,3%, seguido del costo de Generación, el cual tiene una representación promedio del 32,3% en 2011 sobre el valor del CU. Lo anterior, se puede observar las siguientes gráficas:



## 5.6. Subsidios Y Contribuciones

2010			2011			
Estrato o Sector	Subsidio o Contribución	Porcentaje de participación	Estrato o Sector	Subsidio o Contribución	Porcentaje de participación	Variación (%)
Estrato 1	21.925.972.547	31,49%	Estrato 1	26.249.187.510	34,15%	19,72%
Estrato 2	39.098.468.081	56,16%	Estrato 2	41.740.288.151	54,30%	6,76%
Estrato 3	8.593.644.444	12,34%	Estrato 3	8.878.212.191	11,55%	3,31%
<b>Total Subsidios</b>	<b>69.618.085.072</b>	<b>100,00%</b>	<b>Total Subsidios</b>	<b>76.867.687.852</b>	<b>100,00%</b>	<b>10,41%</b>
Estrato 4	-26.415.662	-0,07%	Estrato 4	822.928	0,00%	-103,12%
Estrato 5	1.420.617.256	3,57%	Estrato 5	1.451.359.857	3,62%	2,16%
Estrato 6	1.469.715.608	3,70%	Estrato 6	1.543.939.305	3,86%	5,05%
Industrial	14.665.593.125	36,90%	Industrial	11.835.947.413	29,55%	-19,29%
Comercial	21.787.456.142	54,82%	Comercial	24.693.362.581	61,66%	13,34%
Otros	425.787.281	1,07%	Otros	523.996.693	1,31%	23,07%
<b>Total Contribuciones</b>	<b>39.742.753.750</b>	<b>100,00%</b>	<b>Total Contribuciones</b>	<b>40.049.428.777</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,77%</b>

Fuente: SUI

En el año 2011 se asignaron subsidios por valor de 76.867 millones de pesos a usuarios de estratos 1, 2 y 3, mientras que los usuarios de estrato 4, 5, 6, industrial, comercial y otros realizaron contribuciones por valor de 40.049 millones de pesos.

En el caso de los subsidios, la mayor participación se observa en el estrato 2 con un 54,3%. En cuanto a los usuarios contribuyentes, la participación más grande se da en usuarios comerciales con un 61,66%.

Se presentaron disminuciones significativas respecto a 2010 en la contribución de usuarios industriales con un valor del 19,29%. Mientras que para el caso de los subsidios, se presentaron incrementos para usuarios de estrato 1 y 2 del 19,72% y 6,76% respectivamente.

## 5.7. Pérdidas

Según lo reportado por el AEGR, ESSA tiene un programa de recuperación de pérdidas, el cual espera recuperar 231,35 Gwh al 31 de diciembre de 2013, con inversiones de \$ 114.895 millones aproximadamente.

Para el año 2011 se planteó recuperar 96,69 Gwh, buscando mejorar el índice de pérdidas del 19,10% en enero de 2011 al 14,55% al 31 de diciembre de 2011, con una inversión de \$ 41.832 millones.

Adicionalmente, el Auditor informó que la Empresa no cumplió con la senda de recuperación de pérdidas esperada para el 2011, ya que en diciembre se esperaba 14,55% y solo se logró el 16,41%.

En lo referente a la recuperación de 96,69 Gwh para el cierre del año 2011, solo se recuperaron 61,1 Gwh.

La ejecución del proyecto de pérdidas fue del 96,08%, siendo el 91,96 en inversión y 98,95 en costos.

Se realizó la inversión en un alto porcentaje, pero no se llegó a la meta del indicador de 14,55, como tampoco a los 96,69 GWh.

## 5.8. El Nivel De Satisfacción Del Usuario (NSU)

Teniendo en cuenta lo señalado por el Auditor, ESSA mostró en 2011 algunos atributos por debajo de la meta planteada por la Administración conjuntamente con el Grupo Empresarial en su Nivel de Satisfacción del Usuario. Por lo cual, en su proceso de mejora continua, se dispuso la implementación de planes de mejora que tienen como objetivo elevar el nivel de Satisfacción del Usuario específicamente en

los aspectos evaluados con calificaciones bajas. Para lo cual se mejorará la atención de los trabajadores comerciales de las zonas teniendo en cuenta que según los resultados no se da solución oportuna a los requerimientos de los usuarios, así mismo se trabajará en el tema de un nuevo diseño para la Factura, la cual será más clara y práctica para los usuarios, entre otras.

### **5.9. Exposición a Bolsa**

De acuerdo a lo informado por el AEGR, se tiene lo siguiente:

**ESSA-Generadora:** se observó que pese que la ESSA firmó la cobertura para el suministro de energía con contratos a largo plazo, las compras en bolsa fueron de 147 GWh, y se incrementaron en un 29% con respecto a la proyección estimada de 114 GWh. El incremento en bolsa se debió a la caída en la generación, de tener una proyección de 97 GWh a una generación real de 64 GWh variación que corresponde al 34%.

ESSA Generadora vendió en el mercado mayorista de energía a través de contratos de largo plazo 263 GWh durante el 2011 a una tarifa promedio de 128.3 \$/KWh. Estas ventas fueron cubiertas en un 20% con compras en contrato a una tarifa promedio de 114.3 \$/KWh, un 56 % con compras en bolsa a una tarifa promedio de 75 \$/KWh y 24% con generación propia proveniente de sus plantas hidráulicas. Del total de ventas de energía el 100% correspondió a ESSA Comercializadora.

**Essa-Comercializadora:** La exposición a bolsa del 12% a que se vio expuesta ESSA Comercializadora durante el 2011 se presentó por el incremento en la demanda real de 1.893 GWh contra lo presupuestado de 1.872 una variación del 1.12% y cubrimiento en contratos del 88% que corresponde a 1.665 GWh.

La venta de energía en bolsa corresponde a la energía que sobra de los contratos de suministro realizados para suplir la demanda del mercado, por esta razón en casi toda la demanda horaria sobra energía para vender en bolsa, se presenta compra y venta de energía en bolsa de acuerdo con la curva de carga que se maneja en los contratos de suministro y la demanda real horaria que se presenta durante cada mes, es decir, en determinadas horas puede faltar energía que fue suplida con bolsa y en otras horas pudo sobrar energía que fue vendida en bolsa.

La venta de energía en bolsa en el 2011 se presentó para el comercializador con un total de 8.4876GWh.

### **5.10. Atención Al Cliente**

En el 2011, se presentaron un total de 1088 quejas. Las peticiones, quejas y reclamos más frecuentes durante el año 2011 se presentaron por cobros de servicios no prestados, las cuales ascendieron a 467. Por otro lado, las más escasas fueron las quejas por suspensión por mutuo acuerdo, falla en la prestación del servicio y pago sin abono a cuenta. Los trámites que más se dieron a las PQR's fueron de aceptación de las reclamaciones (285), seguidas de las no aceptadas por la Empresa (219).

Según lo reportado por el AEGR, en materia de puntos de atención la ESSA cuenta con un total de 105 colaboradores para atender su área de influencia segregada en

6 zonas y 80 oficinas. Las zonas son Barbosa, Barranca, Bucaramanga, Málaga, San Gil y Socorro.

Detalle	Accede	Accede Parcialmente	Confirma	No Accede	Pendiente de Respuesta	Rechaza	Sin Respuesta	TOTAL
Cobros por servicios no prestados	16	125	73	69	90		94	467
Error de lectura	61			30	29	7	23	150
Alto consumo	35			36	20		6	97
Entrega y oportunidad de la factura	68	1		9	11	1	3	93
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	27			19	5	2	2	55
Otras inconformidades	10	5		18	15		1	49
Estrato	20			7	4		9	40
Dirección incorrecta	18	3		2	1		5	29
Cobros inoportunos	10			5	5		3	23
Aforo	6			5	3		1	15
Terminación de contrato	1			5	6			12
Solidaridad	1			5	4		1	11
Tarifa cobrada	2	1		2	4			9
Cobro de otros cargos de la empresa	1			2	4			7
Subsidios y contribuciones	4				1		1	6
Relacionada con cobros por promedio				2	3			5
Cambio de medidor o equipo de medida	1			1	2			4
Conexión	2				2			4
Cobro Múltiple	1				2			3
Condiciones de seguridad o riesgo		1			1			2
Normalización del servicio					2			2
Tasas e impuestos	1				1			2
Falla en la prestación del servicio.				1				1
Pago sin abono a cuenta				1				1
Suspensión por mutuo acuerdo					1			1
<b>TOTAL</b>	<b>285</b>	<b>136</b>	<b>73</b>	<b>219</b>	<b>216</b>	<b>10</b>	<b>149</b>	<b>1088</b>

Fuente:SUI

Es importante señalar que de 93 quejas por entrega y oportunidad de la factura, 68 de éstas fueron aceptadas por la ESSA en el 2011.

Asimismo, se puede observar en la tabla anterior que 149 quejas no se respondieron por parte de ESSA a sus usuarios.

## 6. EVALUACION DE LA GESTION

### 6.1. Indicadores Financieros

Tabla 6.1 Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	16,97%	No Cumple
Cubrimiento de Gastos Financieros – Veces	6,000	38,34	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	70,93	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	45,73	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,380	1,720	Cumple

Fuente: Cálculos SSPD

La Electrificadora de Santander S.A E.S.P no cumplió con los referentes de gestión de Margen Operacional, Rotación de Cuentas por Cobrar y de Cuentas por Pagar, establecidos a través de la Resolución CREG 034 de 2004.

Se observa una gestión débil del indicador de la rotación de cuentas por cobrar de 70.9 días frente a 52.93 días que establece el referente y en el cuentas por pagar de 45.73 días frente a 36.72 días establecido por el referente.

Se obtuvo que la Empresa cumplió con el indicador de razón corriente ubicándose el indicador en 1,72 veces.

## 6.2. Indicadores Técnico Administrativos

CONCEPTO	INDICADORES TECNICO ADMINISTRATIVOS			
	Relación de suscriptores sin medicion (%)	Relacion Reclamos por Factura (por 10.000 facturas)	Atencion Reclamos Servicio (%)	Atencion Solicitud de Conexion (%)
REFERENTE	5	100	0	0
RESULTADO 2011	0,017	0,095	0,009	0,011
RESULTADO 2010	0,567	ND	0	1,862
DIFERENCIA	-0,550	-	0,009	-1,851
EVALUACION 2011	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE

Fuente: Cálculos SSPD

Una vez obtenidos los resultados de los indicadores técnicos y administrativos se destacaron los siguientes aspectos de cada uno:

### 6.2.1 Relación de Suscriptores sin medición

Se evidenció que este indicador fue del 0,017% en el 2011, lo que representa una disminución de 0,55 puntos con respecto al año 2010. Se concluye entonces que, pese a que el porcentaje de usuarios sin medición fue inferior al 5% (referente GDC), la empresa cumplió satisfactoriamente con la meta establecida de relación de usuarios sin medición. Ese pequeño porcentaje corresponde a todos los predios desocupados sin medidor, y los servicios directos (como provisionales, casetas, puestos de comidas, soldadores ambulantes y motobombas).

### 6.2.2 Relación reclamos por cada 10.000 facturas

El indicador de reclamos por facturación para el año 2011 fue de 0,095 reclamos por cada 10 mil facturas, cumpliendo con la meta que fue de 100. Sin embargo, según el AEGR, se presenta un incremento en el indicador, debido al aumento en las reclamaciones por facturación.

### 6.2.3 Atención reclamos por servicio

Este indicador fue del 0,009% en el año 2011. La Empresa no cumplió con la meta

del referente en 2011 que fue de 0%. De acuerdo con lo informado por el AEGR en el SUI, dado que la ESSA no tiene implementados sus indicadores para medir la gestión relacionada con la atención de reclamos por servicio, no fue posible determinar si la Empresa cumplió o no con los referentes establecidos por la SSPD respecto a dichos indicadores.

#### 6.2.4 Atención solicitud de conexión

En el año de análisis, el indicador presentó un porcentaje del 0,011%. La ESSA no cumplió con la meta del referente que para las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras es del 0%.

De acuerdo con lo informado por el AEGR en el SUI, dado que la ESSA no tiene implementados sus indicadores para medir la gestión relacionada con atención de solicitudes de conexión, no fue posible determinar si la empresa cumplió o no con los referentes establecidos por la Superintendencia respecto a dichos indicadores.

### 7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACION AL SUI

Teniendo en cuenta el reporte de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que a noviembre de 2012, la Empresa tiene pendiente por cargar 7 formatos, correspondientes al año 2011, según lo dispuesto en la Resolución SSPD 8055 de 2010.

Así mismo, se evidencia que la mayor cantidad de formatos pendientes por reportar pertenecen al formato 19, accidentes de origen eléctrico.

FORMATO	DESCRIPCION	PERIODO	PERIODICIDAD
FORMATO 19	Accidentes de origen electrico	1	TRIMESTRAL
FORMATO 19	Accidentes de origen electrico	2	TRIMESTRAL
FORMATO 19	Accidentes de origen electrico	3	TRIMESTRAL
FORMATO 19	Accidentes de origen electrico	4	TRIMESTRAL
FORMATO 22	Programa Annual de Reposicion y Remodelacion - PARR	1	ANUAL
FORMATO 25	Concurso Economico	1	SEMESTRAL
FORMATO 25	Concurso Economico	2	SEMESTRAL

Fuente: SUI

Asimismo, es importante mencionar que el formato 25 del concurso económico no se ha cargado para ningún periodo de la vigencia 2011.

### 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La compañía no dio cumplimiento al artículo 4º de la Resolución 20061300025985 de 2006, debido a que no certificó las notas a los estados financieros en el Sistema Único de Información, correspondientes al año 2011. Esto limitó el análisis en torno a la interpretación del comportamiento particular del pasivo correspondiente a operaciones de Crédito Público.

Respecto al cargue de información al SUI, la ESSA no reporto algunos formatos de la vigencia 2011, para lo cual se recomienda realizar el cargue inmediato, sin

perjuicio de las acciones que la SSPD pueda ejercer en cumplimiento de sus funciones de vigilancia y control.

La ESSA no tiene implementado en su sistema las variables para el cálculo de los indicadores de gestión de atención de solicitudes por conexión y atención de reclamos por servicio, por lo que no se sabe si cumplió o no con los referentes establecidos. Dado lo anterior, se recomienda que se realice la gestión pertinente a fin de que se pueda realizar el cálculo de dichos indicadores de forma inmediata.

Finalmente, es importante mencionar que la Empresa no ingresó al esquema de incentivos y compensaciones, establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, para lo cual se deberá requerir a fin de que informe las razones por las cuales no ha dado inicio a dicho esquema.