

**INFORME DE GESTIÓN**  
**ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A E.S.P**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

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

# ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A E.S.P

## TABLA DE CONTENIDO

---

Página

### Contenido

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA .....	5
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	5
1.2. JUNTA DIRECTIVA 2011 .....	5
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA .....	6
2. ACCIONES DE LA SSPD .....	6
3. ASPECTOS FINANCIEROS.....	7
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO.....	7
3.2. BALANCE GENERAL .....	22
3.3. ESTADO DE RESULTADOS.....	23
3.4. INDICADORES FINANCIEROS.....	25
3.4.1. RENTABILIDAD OPERACIONAL .....	25
3.4.2. LIQUIDEZ .....	25
3.4.3. DEUDA.....	26
4. ASPECTOS COMERCIALES.....	26
4.1. EVOLUCIÓN DE SUSCRIPTORES .....	26
4.2. CONSUMOS.....	27
4.3. FACTURACIÓN .....	28
4.4. ANÁLISIS TARIFARIO.....	30
4.5. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES .....	39
4.6. FOES.....	40
4.7. PÉRDIDAS .....	42
4.8. NIVEL DE SATISFACCIÓN DE LOS USUARIOS (NSU).....	43
4.9. PQR´S:.....	43
5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....	48
6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI.....	49

# **ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A E.S.P**

## **TABLA DE CONTENIDO**

---

<b>7. CONTROL INTERNO Y MATRIZ DE RIESGOS.....</b>	<b>54</b>
<b>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>57</b>

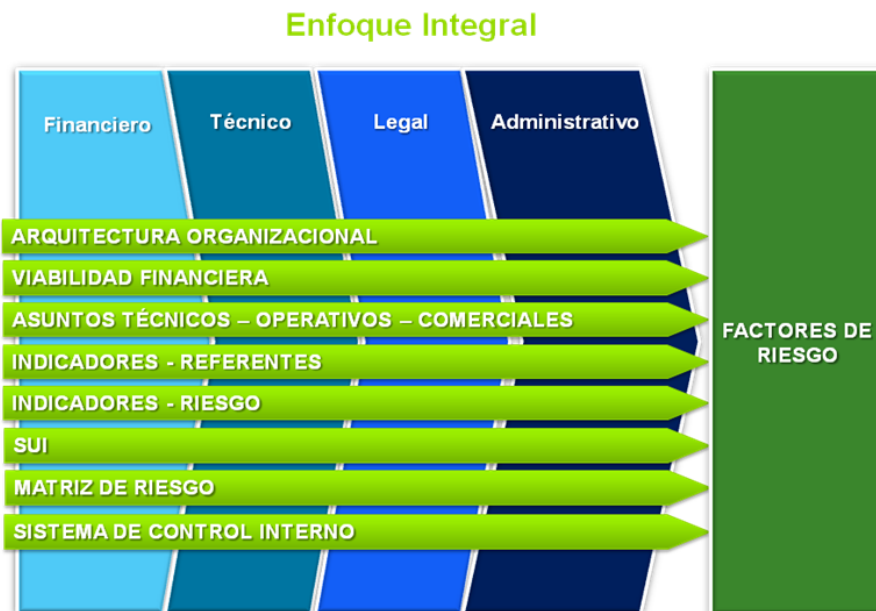
# ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A E.S.P

## INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN COMERCIALIZADOR ANÁLISIS 2011

---

Metodología Deloitte Asesores y consultores Ltda:

### Enfoque



## Metodología



Nuestra metodología permite identificar y analizar los factores claves que impactan directamente en la prestación del servicio y en la viabilidad financiera de la empresa, asegurándonos que la gestión está cumpliendo con las exigencias de las entidades de control y vigilancia, para al final establecer y reportar nuestros hallazgos y recomendaciones.

## Fase I - Planeación



El análisis general es clave para la planeación de una Auditoría de Gestión radica en el conocimiento y comprensión de la organización auditada y el medio ambiente en el cual opera. El equipo de auditoría debe lograr la mejor comprensión y conocimiento de las operaciones de la entidad que ha de ser auditada, de sus poderes y facultades, sus objetivos, sus productos, y sus recursos financieros, etc.

El examen preliminar constituye uno de los elementos más importantes del proceso de auditoría y una herramienta vital para su control. El propósito del informe del examen es el siguiente:

- Comunicar a la organización un mayor conocimiento y comprensión de la organización auditada, de sus actividades claves, y de los sistemas y controles aplicados
- Lograr su apoyo en cuanto a la importancia y adecuación de los asuntos seleccionados, para ser tratados como asuntos de potencial importancia.

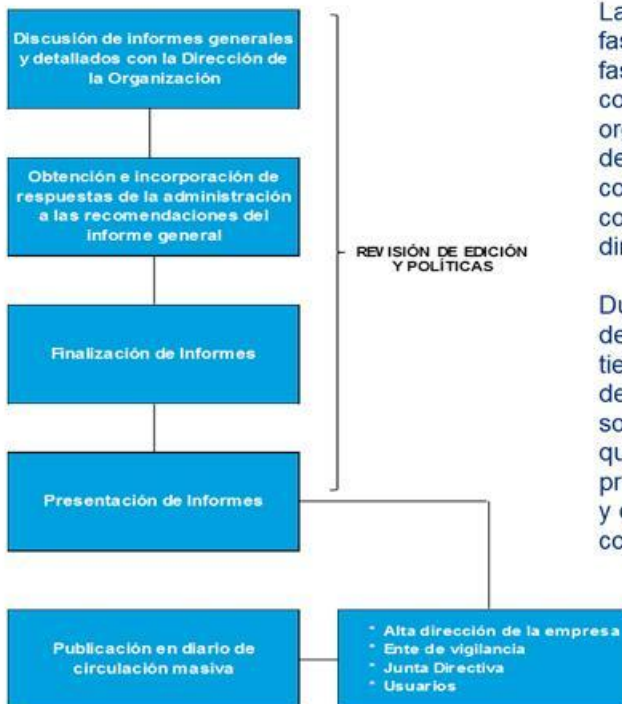
## Fase II - Examen



La fase examen está compuesta por la realización de pruebas, la evaluación de controles y la recolección de evidencias suficientes y confiables para determinar si los asuntos identificados durante la fase de planeación como de potencial importancia, realmente revisten suficiente jerarquía para efectos de elaboración de informes o no. Las conclusiones se relacionan con la evaluación de los resultados de las pruebas realizadas sobre rendimiento, la exactitud de la información, la confiabilidad de los sistemas y controles claves y la calidad de los resultados producidos.



## Fase III - Informes



La presentación de informes constituye la fase final del proceso de auditoría. Esta fase incluye la discusión de los informes con la administración o gerencia de la organización auditada, y la presentación de informes ante los entes de vigilancia y control o a quien la normativa designe, los comités de auditoría, o las juntas de directores.

Durante la fase de planeación y a través de la fase de examen de la auditoría, se tiene en cuenta el enfoque de elaboración de informes que se pretende adoptar. El socio de la auditoría debe cerciorarse de que el enfoque adoptado sobre la presentación de informes sea el adecuado y que se refleje apropiadamente en el contenido de los informes detallados.

**AUDITOR: DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES LTDA**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

En este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos generales de la empresa evaluada, como antecedentes de la constitución, objeto social, capital, organigrama y composición accionaria de la empresa.

**1.1. Conformación de la empresa**

TIPO DE SOCIEDAD	Anónima Comercial
RAZON SOCIAL	Energía social de la Costa S.A E.S.P
SIGLAS	Energía social S.A E.S.P
ÁREA DE PRESTACION	Costa Caribe
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Comercializacion de Energía Electrica
FECHA DE CONSTITUCION	9 de octubre de 2003
NOMBRE DEL GERENTE	Miguel Angel Santesteban Vives
ESTRUCTURA DEL MERCADO	Competencia

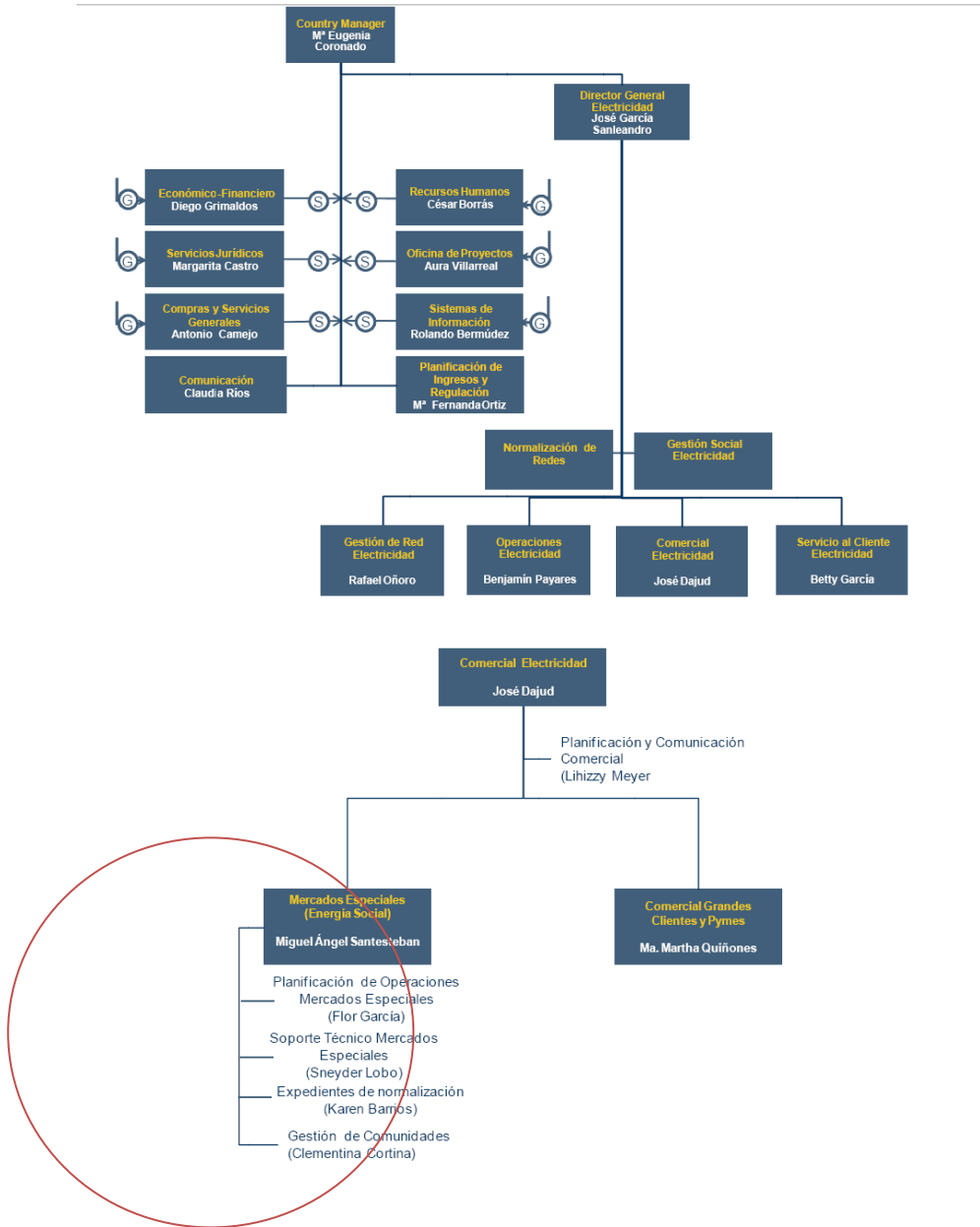
**1.2. Junta directiva 2011**

<b>Representantes</b>	<b>cargo</b>
Benjamín Payares Ortiz	Operaciones electricidad
Carlos Alfonso Franco Delgado	Distribución electricidad
Margarita Lucia Castro Norman	Servicios Jurídicos

<b>Suplentes</b>	<b>Cargo</b>
José Rodrigo Dajud Durán	Comercial Electricidad
Rafael Oñoro Acosta	Despacho eléctrico
Paulina Llerena De La Hoz	Servicios Jurídicos Electricaribe



### 1.3. Organigrama de la empresa



## 2. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2011, no hubo investigaciones que llevaran a sancionar a ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.

### 3. ASPECTOS FINANCIEROS

#### 3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO

##### JUNTA DIRECTIVA

De acuerdo con el acta No. 22 correspondiente a la Asamblea de Accionistas realizada el 31 de marzo de 2011, durante el año se presentaron los siguientes cambios en la Composición de la Junta Directiva:

Miembros principales:

Renglón 3: Se nombró a la señora Margarita Lucía Castro Norman, en reemplazo de Juan Manuel Otoy rojas.

Miembros suplentes:

Renglón 2: Se nombró al señor Rafael Oñoro Acosta, en reemplazo del señor Luis Freyder Posso Buritica.

Los cambios presentados, fueron originados por algunos cambios en su accionista principal (Electricaribe), como fue la renuncia de Luis Freyder Posso Buriticá.

Como resultado de las modificaciones mencionadas, la Junta directiva a 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

<b>Principales</b>	<b>Suplentes Personales</b>
Benjamín Payares Ortiz	José Rodrigo Dajud Durán
Carlos Alfonso Franco Delgado	<i>Rafael Oñoro Acosta</i>
<i>Margarita Lucía Castro Norman</i>	Paulina Llerena De La Hoz

Fuente: Certificado de Existencia y Representación Legal vigente a 2 de febrero de 2012.

En el segundo renglón de los miembros principales de la Junta Directiva de Energía Social, figura Carlos Alfonso Franco Delgado, el cual presentó la renuncia del Grupo Electricaribe. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, la designación del nuevo miembro de Junta Directiva se realizará en la próxima reunión de Asamblea de Accionistas.

##### COMPOSICION ACCIONARIA

Con miras a enervar la causal de disolución en la que se encontraba la compañía, debido a los resultados financieros obtenidos a 31 de diciembre de 2010, Energía social presentó cambios en su composición accionaria.

A 31 Diciembre de 2010, la Compañía incurrió en pérdidas que reducen su patrimonio neto por debajo del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito y pagado, generando la causal de disolución, conforme al artículo 457 del Código de Comercio Colombiano.

Al 31 de diciembre de 2010, existen unas pérdidas totales por valor de \$17.763 millones de las cuales como pérdidas acumuladas corresponden \$1.375 millones y por pérdidas del ejercicio 2010 \$16.387 millones.

De acuerdo con el acta No. 23 correspondiente a la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas realizada el 23 de septiembre de 2011, para enervar la causal de disolución en la cual se vio inmersa la Compañía por los resultados financieros obtenidos a 31 de diciembre de 2010, se aprobaron las siguientes acciones:

- **Aumento del capital autorizado y del valor nominal de la acción:** Se incrementó el capital autorizado de la sociedad en \$6.750.000.000, pasando de \$12.658.500.000 a \$19.408.500.000. Adicionalmente, se incrementó el valor nominal de la acción en \$78.00 por acción, pasando de \$2.00 a \$80.00 por acción.
- Aprobación de la reforma del artículo 5° de los Estatutos Sociales de Energía Social, así: *“ARTICULO 5°.- CAPITAL AUTORIZADO: El capital autorizado de la sociedad es la suma de diecinueve mil cuatrocientos ocho millones quinientos mil pesos (\$19.408.500.000) moneda corriente, dividido en doscientos cuarenta y dos millones seiscientos seis mil doscientas cincuenta acciones (242.606.250) acciones nominativas de valor nominal de ochenta pesos (\$80,00) moneda legal colombiana cada una.”*

Como consecuencia del aumento en el valor nominal de la acción, el capital suscrito y pagado de la compañía sigue siendo de cuatro mil doscientos sesenta y ocho millones novecientos veinticuatro mil trescientos veinte pesos (\$4.268.924.320), pero ahora dividido en cincuenta y tres millones trescientas sesenta y un mil quinientas cincuenta y cuatro (53.361.554) acciones con un valor nominal de ochenta pesos (\$80) pesos moneda legal colombiana cada una, por lo cual la composición accionaria de la empresa quedaría de la siguiente manera:

<b>Accionista</b>	<b>Numero de Acciones</b>	<b>% de Participacion</b>
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	53.362.549	99,999991%
Energia Empresarial de la Costa S.A. E.S.P.	1	0,000002%
Electricaribe Mipymes de Energia S.A. E.S.P.	1	0,000002%
Union Fenosa Colombia S.A.	1	0,000002%
Union Fenosa Redes de Telecomunicacion Colombia S.A.	1	0,000002%
Union Fenosa Internacional S.A.	1	0,000002%
<b>TOTALES</b>	<b>53.362.554</b>	<b>100,000000%</b>

- Capitalización de acreencias por parte de Electricaribe S.A. E.S.P. lo cual representa un aumento de capital autorizado de la sociedad en \$6,750 millones.
- Reducción de capital sin reembolso efectivo de aportes, disminuyendo el valor de la acción de \$80 valor nominal, a \$4,50 valor nominal.

Como consecuencia de la capitalización aprobada, la composición accionaria de la empresa quedó de la siguiente manera:

<b>Accionista</b>	<b>Numero de Acciones</b>	<b>% de Participación</b>
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	234.611.549	99,9999979%
Energía Empresarial de la Costa S.A. E.S.P.	1	0,0000004%
Electricaribe Mipymes de Energía S.A. E.S.P.	1	0,0000004%
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio S.L.	1	0,0000004%
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación Colombia S.A.	1	0,0000004%
Unión Fenosa Internacional S.A.	1	0,0000004%
<b>TOTALES</b>	<b>234.611.554</b>	<b>100%</b>

<b>ACCIONISTA</b>	<b>N° DE ACCIONES 2010</b>	<b>N° DE ACCIONES 2011</b>	<b>Variación</b>
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	2.134.462.099	234.611.550	-89,0%
Energía Empresarial de la Costa S.A. E.S.P.	20	1	-95,0%
Electricaribe Mipymes de Energía S.A. E.S.P.	20		-95,0%
Unión Fenosa Redes de Telecomunicación Colombia S.A.	1	1	0,0%
Unión Fenosa Internacional S.A.	19	1	
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio S.L.	1	1	
<b>TOTALES</b>	<b>2.134.462.140</b>	<b>234.611.554</b>	<b>-89,0%</b>

Adicionalmente, de acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, el otro cambio presentado en la composición accionaria de Energía Empresarial, corresponde al traslado de la acción que pertenecía a Electricaribe Mipymes de Energía S.A. E.S.P. a Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

De acuerdo con el acta No. 24 correspondiente a la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas realizada el 23 de septiembre de 2011, para enervar la causal de disolución

en la cual se vio inmersa la Compañía por los resultados a diciembre 31 de 2010, se aprobaron las siguientes acciones:

- Reducir el capital suscrito y pagado de la compañía, sin reembolso efectivo de aportes, disminuyendo el valor nominal de la acción de la suma de ochenta pesos (\$80,00) moneda corriente a la suma de cuatro pesos con cincuenta centavos de peso (\$4,50) moneda corriente, y aplicar la diferencia que resulta de dicha reducción, para enjugar las pérdidas acumuladas a diciembre 31 de 2010.

En consecuencia, el capital suscrito y pagado de la compañía queda en la suma de mil cincuenta y cinco millones setecientos cincuenta y un mil novecientos noventa y tres pesos (\$1.055.751.993) moneda legal colombiana, dividido en doscientos treinta y cuatro millones seiscientos once mil quinientas cincuenta y cuatro (234.611.554) acciones de valor nominal de cuatro pesos con cincuenta centavos de peso (\$4,50) moneda legal colombiana cada una.

- Aprobación de la reforma del artículo 5° de los Estatutos Sociales de Energía Social, así: “*ARTICULO 5°.- CAPITAL AUTORIZADO: El capital autorizado de la sociedad es la suma de diecinueve mil cuatrocientos ocho millones quinientos mil pesos (\$19.408.500.000) moneda corriente, dividido en cuatro mil trescientos trece millones (4.313.000.000) de acciones nominativas de valor nominal de cuatro pesos con cincuenta centavos de peso (\$4,50) moneda legal colombiana cada una.*”

Como resultado de la modificación mencionada, el capital de social de la compañía al 31 de Diciembre de 2011 es:

Capital	Nro. de acciones	Valor acción (en pesos)	Total (en pesos)
Capital Autorizado	4,313,000,000	4.5	19,408,500,000
Capital Suscrito	234,611,554	4.5	1,055,751,993
Capital Pagado	234,611,554	4.5	1,055,751,993

Mediante las Escrituras Públicas Nro. 3629 y Nro. 3630 de 30 de septiembre de 2011 se oficializaron las reformas del artículo quinto “Capital Autorizado” de los estatutos sociales de Energía Social, descritas anteriormente.

Conforme a nuestra revisión del Certificado de Existencia y Representación Legal de la empresa, estas modificaciones estatutarias y su resultado final se encuentra debidamente registrados.

## MARCO REGULATORIO Y LEGAL

A continuación encontramos los cambios regulatorios ocurridos durante 2011 que afectaron a Energía Social de la Costa S.A E.S.P y el respectivo análisis realizado por la compañía:

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
Resolución CREG 42 de Abril 7 de 2011	Por la cual se aprueba el Factor de Riesgo de Cartera –FRC y el Cargo de Comercialización C*, aplicable para la empresa Energía Social de La Costa S.A. E.S.P., correspondiente al año 2011, según lo dispuesto en la Resolución CREG-101 de 2006.	<p>La CREG en su sesión No. 483 del 7 de abril de 2011, aprobó el factor de riesgo de cartera – FRC y el Cargo de Comercialización C* aplicable para la empresa Energía Social de la Costa, vigente para el año 2011.</p> <p>El factor de Riesgo de Cartera aprobado para el año 2011, en el conjunto de los barrios subnormales atendidos por Energía Social, conforme a la resolución CREG 101 de 2006, es de <b>63,78%</b>.</p> <p>El cargo de comercialización aplicable para el conjunto de los Barrios Subnormales atendidos por ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P., fue C* (Mercado Electricaribe) Enero, 2011= <b>\$76,3/Kwh</b>.</p> <p>Para el cálculo de los ingresos proyectados, se utilizó el cargo de comercialización calculado de acuerdo con la Resolución CREG 031 de 1997, la información suministrada por la empresa y presentada en el Anexo 2 de esta Resolución, y los valores índices de pérdidas vigentes. Los ingresos proyectados para la empresa para el año 2011 son:</p> <p>Ingresos Proyectados 2011= \$ 123.447.114.227,89 Podemos observar que le FRC aumentó pasando de 61,5% en el 2010 a 63,78% en el 2011 presentando un aumento de 2.28 puntos porcentuales, y el Cargo de comercialización para el 2010 de \$76,2/Kwh y para el 2011 de \$76,3/Kwh presentando un aumento de \$0,1/kwh.</p>
Ley 1450 del Congreso de la Republica de Colombia del 16 de junio de 2011	Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014	En el plan Nacional de Desarrollo se establecen las siguientes directrices que tienen relación con Energía Social de Costa:

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p><b>Artículo 103. Energía Social.</b></p> <p>El Ministerio de Minas y Energía, continuará administrando el Fondo de Energía Social, como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir, a partir del 2011 hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las ARMD, ZDG y Barrios Subnormales.</p> <p>Parágrafo 2°. Con el objeto de incentivar la cultura de pago, el Ministerio de Minas y Energía reglamentará un esquema que establezca distintos porcentajes de aplicación del beneficio del FOES, en relación al porcentaje de pago de la facturación efectuado por los usuarios.</p> <p>Parágrafo 3°. El Ministerio de Minas y Energía establecerá una senda de desmonte de aplicación del FOES en las Zonas de Difícil Gestión, consistente con la implementación de los planes de reducción de pérdidas de energía que expida la CREG.</p> <p><b>Artículo 104. Normalización de redes.</b></p> <p>Durante la vigencia del presente Plan Nacional de Desarrollo, adiciónese un peso (\$1) por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del Programa de Normalización de Redes, PRONE, creado mediante la Ley 812 de 2003 y continuado mediante la Ley 1151 de 2007.</p>
Resolución CREG 090 de 2011 de 7 de julio de 2011.	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como	<p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca los siguientes aspectos:</p> <p>En el MOR se definen las obligaciones de venta para los generadores y de compra para los comercializadores de</p>



Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
	<p>parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.</p>	<p>acuerdo con una curva de carga horaria definida por la CREG.</p> <p>La asignación de tales obligaciones entre los generadores se hará mediante esquema centralizado basado en una subasta de reloj descendente. La asignación de asignaciones a los comercializadores se hará con base en el despacho real.</p> <p>El esquema garantiza el anonimato de las partes y la no discriminación de comercializadores.</p> <p>Se solicitará a la CREG analizar opciones para reducir los montos y los costos de garantías y que en cualquier caso, se permita la transferencia de los costos o ingresos a los usuarios.</p> <p>Todos los comercializadores ponen el 100% de la garantía de pago para la demanda regulada.</p> <p>La demanda regulada asume la exposición a bolsa (compra o venta) en caso de incumplimiento de compradores o vendedores.</p> <p><b>Impactos en Garantías:</b></p> <p>El costo de la garantía podría incrementarse hasta 7 veces si se debe acudir a bancos internacionales por limitación del patrimonio técnico de la banca local.</p> <p>Se ha solicitado a la CREG: 1) Analizar opciones para reducir los montos y los costos de garantías: calificación de riesgo crediticio de corto plazo o cámara central de contra parte. 2) Actualizar los costos reconocidos por garantías en el cargo de comercialización.</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p><b>Impactos Curva de Carga:</b></p> <p>En el MOR se definen obligaciones de venta para generadores y de compra para comercializadores de acuerdo con curva de carga horaria definida por la CREG.</p> <p>La fórmula tarifaria (Res. 119/2007) no permite el traslado a los usuarios del riesgo de las ventas en bolsa.</p> <p>Se solicitará a la CREG que permita la transferencia de los costos o ingresos a los usuarios dado que no posibilidad de gestión por parte de la empresa.</p> <p>Eventual riesgo en requerimiento de capacidad financiera y patrimonial para participar en el MOR</p> <p>Se ha solicitado a la CREG que el producto que se trance en el MOR tenga una duración de dos años, con el fin de atenuar los efectos en el precio de un fenómeno de sequía (fenómeno de El Niño).</p> <p>Gestionar con la CREG la adopción de un esquema de garantías razonable al menor costo posible para la demanda o el reconocimiento de los costos adicionales.</p> <p>Solicitar la adopción de un esquema de verificación de capacidad patrimonial que no restrinja la participación de Energía Social en el MOR</p>
Resolución CREG 96 de julio 21 de 2011	Por la cual se resuelve una solicitud de revisión tarifaria, presentada por la empresa ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P. - ENERGIA SOCIAL.	<p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca:</p> <p>Esta resolución no modifica la metodología de cálculo del factor de riesgo de cartera (Res. 101 de 2006). Sólo actualiza la senda de recaudo que se usa para calcular dicho factor y que</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p>incrementa el cargo de comercialización en razón al mayor riesgo de recaudo del mercado atendido.</p> <p>La CREG aprueba dos sendas de recaudo, dependiendo de la modalidad y de los precios de compra de energía del año inmediatamente anterior. El valor actual aprobado por la CREG es de 50%.</p> <p>En los años en los que se adquiriera la energía como una combinación de contratos y bolsa, se aplicará el porcentaje que resulte de combinar proporcionalmente el valor de la senda de cada mecanismo utilizado, para el respectivo año.</p> <p>Con la aplicación de las sendas aprobadas en la Resolución 096 de 2011 ponderadas en relación al nivel de contratación de la empresa, el cargo de comercialización a aplicar en 2012 sería de 99,77 \$/kWh (precios a junio de 2011).</p> <p>Este cargo representa un incremento de 28,93 \$/kWh (+40,84%) respecto al cargo de 70,84 \$/kWh que se habría aplicado en 2012 de no haberse acogido la solicitud de revisión financiera.</p> <p>Se estima que el ingreso adicional de COP\$ 29.227 millones respecto a MPA 2011.</p> <p>La Res. 096 de 2011 tiene efectos a partir del año 2012 hasta el 2015 y no es retroactiva.</p> <p>En agosto pasado se solicitó a la CREG se reconociese el efecto retroactivo y aclaración de la vigencia de la resolución.</p> <p>Mediante comunicación E-2011-0008031, La CREG niega la solicitud de</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p>reconocimiento de los efectos económicos desde la fecha de la solicitud y ratifica que la vigencia será hasta la expedición de la metodología de comercialización.</p> <p>Contra esta decisión no procede ningún trámite regulatorio.</p> <p>Las acciones a desarrollar por la empresa son:</p> <p>Continuar gestionando la inclusión de la remuneración de los riesgos de recaudo de las zonas especiales, incluidos los barrios subnormales atendidos por Energía Social en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización.</p> <p>Gestionar a nivel de Gobierno la problemática de Energía Social, con base en la aprobación de la mejora tarifaria que otorga la Res. CREG 096/2011 para la empresa.</p>
Resolución CREG 94 de julio 21 de 2011	Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 104 de la Ley 1450 de 2011	El artículo 104 de la Ley 1450 de 2011, establece que: “Durante la vigencia del presente plan, adiciónese un peso por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del programa de normalización de redes eléctricas, PRONE, creado mediante la Ley 812 de 2003 y continuado mediante la ley 1151 de 2007”. Y en su párrafo dispone que la CREG deberá adoptar los cambios necesarios en la regulación para que la contribución de que trata dicho artículo sea incorporada a la tarifa del servicio de energía eléctrica. Por tanto, en esta resolución se fija la fórmula para liquidar la contribución PRONE.
Resolución CREG 122 de septiembre 8 de	Por la cual se regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de	Se establece que el contrato de facturación y recaudo conjunto tiene como objeto determinar las condiciones con las cuales una empresa prestadora

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
2011	energía del impuesto creado por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público.	de servicio público domiciliario de energía eléctrica, facturará en desprendible separable, distribuirá los desprendibles y recaudará el impuesto de alumbrado público de manera conjunta con el servicio público domiciliario de energía eléctrica.
Resolución CREG 156 de noviembre 17 de 2011	Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación	<p>En el reglamento se establecen:</p> <p>Requisitos para desarrollar la actividad de comercialización en el mercado mayorista.</p> <p>Obligaciones de los comercializadores.</p> <p>Participación de los comercializadores en el mercado mayorista de energía.</p> <p>Relación entre comercializadores y operadores de red.</p> <p>Relación de los comercializadores con otros comercializadores.</p> <p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca como aspectos positivos:</p> <p>El comercializador continua siendo responsable de la medida y de la lectura</p> <p>Se le asigna la responsabilidad del funcionamiento de la frontera y de proporcionar acceso a la información de medidas.</p> <p>Los comercializadores deberán presentar garantías por el pago de cargos por uso de STR y SDL, caso contrario el comercializador será retirado del MEM.</p> <p>El registro de una frontera comercial deberá realizarse para un único Usuario (se exceptúan zonas especiales,</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p>fronteras embebidas reguladas y fronteras multiusuario registradas con anterioridad).</p> <p>Se regula el retiro voluntario o forzoso de agentes del mercado por garantías del MEM o por garantías del STR-SDL, entre otras.</p> <p>El comercializador es el único responsable por la suspensión, corte y reconexión en activos de N1, siempre y cuando no intervenga activos de uso. En los demás casos el OR ejecutará las maniobras remuneradas por el respectivo Comercializador.</p> <p>Se definen criterios y plazos para la conexión de cargas que deberá cumplir el OR.</p> <p>En cuanto a los aspectos positivos destaca:</p> <p>Se establece un procedimiento para glosar y para rechazar la factura del OR al Comercializador</p>
<p>Resolución CREG 157 de noviembre 17 de 2011</p>	<p>Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.</p>	<p>En la resolución hacen referencia entre otros temas a:</p> <p>Clasificación de las Fronteras Comerciales.</p> <p>Disposiciones para el registro de Fronteras Comerciales.</p> <p>Solicitud de registro de Fronteras Comerciales.</p> <p>Estudio de la solicitud de registro.</p> <p>Publicación de la información del registro.</p> <p>Registro de la Frontera Comercial.</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p>Registro de Contratos de Energía de Largo Plazo.</p> <p>Liquidación y Facturación de Transacciones en el MEM.</p> <p>Liquidación y Facturación de Cargos por Uso</p> <p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca como aspectos positivos:</p> <p>El ASIC podrá contratar un tercero para verificar objeciones presentadas al registro de una frontera comercial sobre:</p> <p>Incumplimiento del código de medida</p> <p>Inconsistencias sobre sistema de medida</p> <p>Cumplimiento del reglamento de comercialización sobre fronteras multiusuario.</p> <p>Los terceros contratados por el ASIC para realizar verificaciones a fronteras comerciales serán escogidos de una lista definida por el CAC.</p> <p>Una frontera comercial será objeto de cancelación si:</p> <p>La reparación de fallas o hurtos del sistema de comunicación supera los tiempos regulados.</p> <p>Se incumple del código de medida</p> <p>La frontera que se registro tiene más de un usuario asociado (Res.156/11 Art. 14).</p> <p>En cuanto a los aspectos negativos destaca:</p> <p>La publicación de la liquidación final de</p>



Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		<p>transacciones en el MEM se adelanta a los primeros 5 días calendario de cada mes.</p> <p>El vencimiento de la factura del MEM pasa a ser el 5 día calendario después de expedida la factura.</p> <p>Para registrar una frontera comercial, el agente deberá demostrar su capacidad financiera para realizar transacciones en el MEM. Creg expedirá reglamentación complementaria.</p>
Resolución CREG 173 de diciembre 1 de 2011	Por la cual se modifica la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional establecida en la Resolución CREG 119 de 2007.	<p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable de las resoluciones CREG 172, 173 y 174 de 2011, destaca como aspectos positivos:</p> <p>Ayuda a financiar el esfuerzo necesario para apropiarse de los efectos positivos de reducción de compras de energía y aumento de ventas.</p> <p>Disminuye las compras de energía del comercializador de incumbencia al distribuir pérdidas no reconocidas entre los comercializadores del mismo mercado.</p>
Resolución CREG 174 de diciembre 1 de 2011	Por la cual se modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.	
Resolución MME 180397 de marzo 25 de 2011	Por la cual se reglamenta el Decreto Ley 129 de 2011	De acuerdo con los análisis de Energía Social. El subsidio correspondería a un porcentaje adicional al establecido en la Ley 142 de 1994 para estratos 1, 2 y 3 por una suma de hasta el valor del consumo básico de subsistencia o el costo medio de suministro del consumo básico definido para el respectivo servicio, según sea el caso, en los términos, condiciones y porcentajes que establezca el Ministerio respectivo.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		Se aplicaría dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición del Decreto 129, en máximo seis (6) facturas.
Decreto No. 0111 de 20 de enero de 2012 del Ministerio de Minas y Energía.	Por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social -FOES y se dictan otras disposiciones.	<p><b>Fondo de Energía Social -FOES:</b> Bajo ninguna circunstancia, constituirá un pasivo a cargo de la Nación y a favor de las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, los valores que por concepto de FOES no hayan alcanzado a cubrir la suma de cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora, desde la fecha de creación de este sistema, toda vez que esta cifra máxima de cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora, constituye un límite máximo dependiendo de la disponibilidad de recursos.</p> <p><b>Zonas de Difícil Gestión:</b> Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:</p> <p>Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o</p> <p>Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa.</p> <p>Para acreditar lo anterior, la empresa deberá presentar ante la</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos resolución
		Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, certificación suscrita por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados o por el Representante Legal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que la modifiquen y/o adicionen. <b>Dicha certificación debe ir acompañada con la memoria de cálculo respectiva para cada una de las Áreas reportadas al Sistema Único de Información (SUI).</b>

### ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

La Compañía identifica los riesgos técnicamente de acuerdo con las directrices del Grupo Gas Natural - Fenosa a nivel mundial. La identificación de los riesgos se realiza para algunos, y no para la totalidad de los procesos que conforman la Organización.

No hay una metodología de valoración de riesgos que se aplique en todos los niveles, de manera tal que permita priorizarlos y determine su probabilidad de ocurrencia e impacto de los mismos y tampoco existen políticas de administración de riesgos que considere los análisis externos y los internos del negocio y los lineamientos normativos y legales que rigen la Compañía; sin embargo, a través de los diferentes comités operativos y administrativos de la empresa, una vez identificados los riesgos inherentes a cada proceso, se toman las medidas del caso, estableciendo prioridades y acciones a seguir.

Adicionalmente, la compañía realiza un análisis de riesgos operativos midiendo el impacto en millones de pesos sobre el EBIT, teniendo como base posibles variaciones en los índices macros del negocio, tales como: pérdidas de mercado, demanda, porcentaje de recaudo y WACC a remunerar, estableciendo a la vez su probabilidad de ocurrencia en el año.

#### EJERCICIO FINANCIERO

- La pérdida de ejercicio ascendió a \$18.315 millones
- El patrimonio del ejercicio ascendió a \$18.315 millones

### 3.2. BALANCE GENERAL

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al menos **28,2%**. Los Activos ascienden a **\$62.995** millones, presentando una variación del **menos 21,68%** respecto al año anterior, destacándose el rubro de deudores que corresponden al **87,29%** del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del **100%** de los Activos corrientes y un valor de **\$8.130** millones en los activos de infraestructura, los cuales depreciados en un 100%.

La cartera correspondiente al servicio asciende a **\$105.656** millones, la cual mantiene una provisión del 51% equivalente a **\$53.506** millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de **324,6** días.

**Tabla 2.1 Balance General**

BALANCE GENERAL	2011	2010	Var
<b>Activo</b>	<b>\$62.995.431.435</b>	<b>\$80.433.915.908</b>	<b>-21,68%</b>
<b>Activo Corriente</b>	<b>\$62.995.431.435</b>	<b>\$80.433.915.808</b>	<b>-21,68%</b>
<b>Pasivo</b>	<b>\$80.766.338.522</b>	<b>\$94.390.176.874</b>	<b>-14,43%</b>
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>\$80.766.338.522</b>	<b>\$94.390.176.874</b>	<b>-14,43%</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>(\$17.770.907.087)</b>	<b>(\$13.956.260.966)</b>	<b>27,33%</b>

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a **\$80.766** millones, representando un nivel de endeudamiento del **128,2%**. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación de menos **14,43%**. Los pasivos corrientes se ubican en **\$80.766** millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al **100%**.

Las cuentas por pagar del servicio ascienden a **\$7.579** millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de **26,9** días.

El patrimonio del último año presentó una variación de **27,33%**, ubicándose en menos **\$17.771** millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del **103%**, es decir menos **\$18.315** millones.

El capital autorizado es de **\$19.409** millones, del cual está pendiente por suscribir **\$18.353** millones.

### 3.3. ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un decrecimiento del menos **14,77%** con respecto al año anterior, ubicándose en **\$118.823** millones. Los ingresos por Distribución ascienden a **\$1,001** millones y por Comercialización a **\$121.919** millones.

**Tabla 2.2 Estado de Resultados**

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$118.823.168.156	\$139.411.207.878	-14,77%
COSTOS OPERACIONALES	\$102.943.101.644	\$107.638.816.936	-4,36%
GASTOS OPERACIONALES	\$34.423.393.726	\$48.055.792.805	-28,37%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$18.543.327.214)	(\$16.283.401.863)	13,88%
OTROS INGRESOS	\$383.868.803	\$225.706.839	70,07%
OTROS GASTOS	\$155.187.709	\$329.693.944	-52,93%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	(\$18.314.646.120)	(\$16.387.388.968)	11,76%

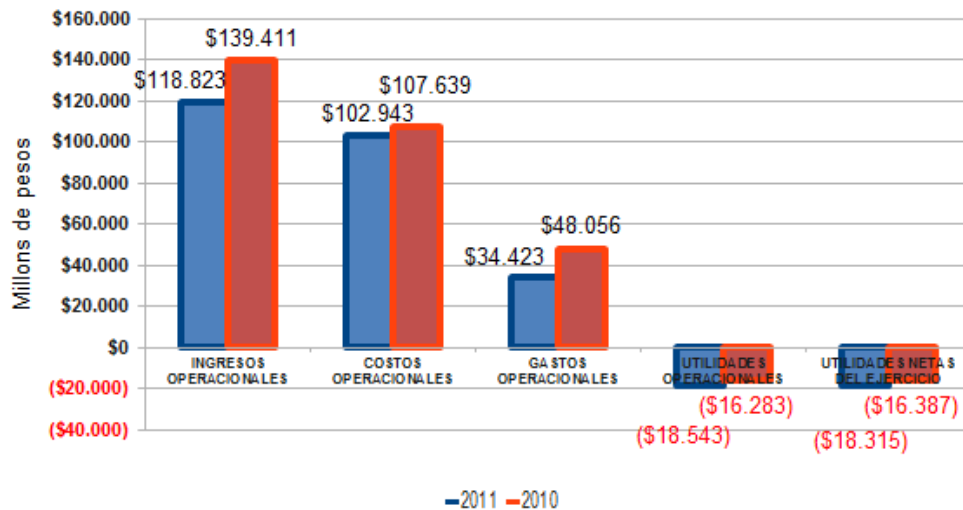
Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el **86,64%** de los ingresos, equivalentes a **\$102.943** millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de **\$56.760** millones; Los gastos administrativos por **\$5.460** millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por **\$28.963** millones. La pérdida operativa del último año asciende a **\$18.543** millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en **\$384** millones y **\$155** millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a **\$2** millones.

Las pérdidas netas del ejercicio presentaron una variación de **11,76%**, al pasar de **\$16.387** millones en 2010 a **\$18.315** millones en 2011.

### **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:

#### 3.4.1. Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD	2011	2010
Ebitda	-18.543.327.214	-14.618.875.821
Margen Operacional	-15,6%	-10,5%
Rentabilidad de Activos	-29,4%	-18,2%
Rentabilidad de Patrimonio	104,3%	102,7%

#### 3.4.2. Liquidez

INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN	2011	2010
Activo Corriente Sobre Activo Total	99,98%	99,98%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	324,6	311,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26,9	14,1
Ciclo operacional	297,7	297,7
Razón Corriente – Veces	0,78	0,85
Capital de trabajo	\$54.357.232.140	\$75.703.494.723

### 3.4.3. Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2011	2010
Nivel de Endeudamiento	128,2%	117,4%
Apalancamiento	-28,2%	-17,4%
Cobertura de Intereses – Veces	-9.353,1	-52,3

## 4. ASPECTOS COMERCIALES

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Compañía en el pago de compensaciones, excepto por lo revelado en el numeral 2.1 no encontramos evidencia que nos indique que se presentaron otros cambios significativos que impacten la calidad y la continuidad en la prestación del servicio.:

### 4.1. EVOLUCIÓN DE SUSCRIPTORES

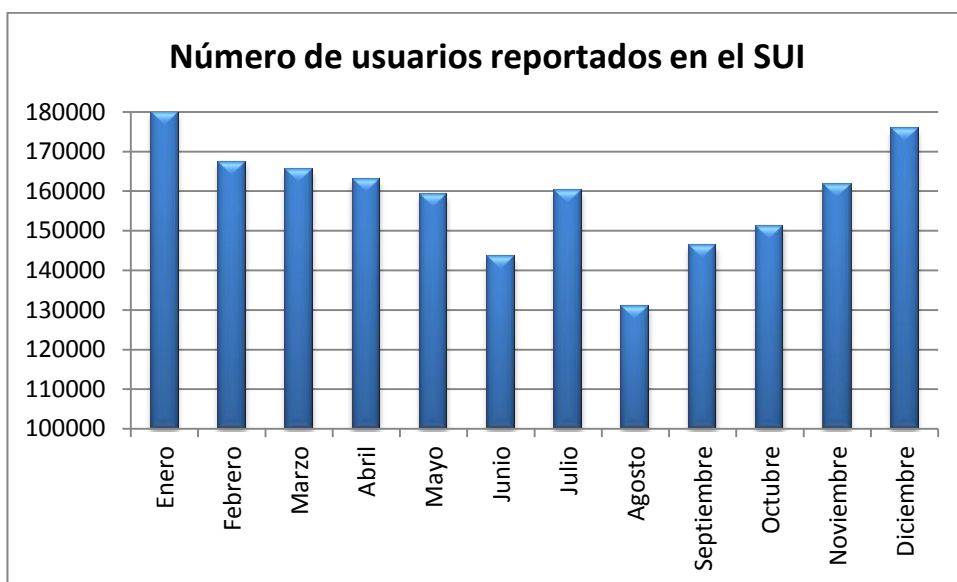
La información del número de usuarios que Energía Social de la Costa S:A. E.S.P. muestra en el informe de cierre de ejercicio 2011 es el siguiente.:

Año 2010	Año 2011	Variación
185,441	191,477	3.25%

La información reportada en el SUI, es diferente como se puede ver en la siguiente tabla

MES	USUARIOS
Diciembre-2010	177,210
Enero-2011	179,900
Febrero-2011	167,463
Marzo-2011	165,,412
Abril-2011	162,907
Mayo-2011	159,087
Junio-2011	143,547
Julio-2011	160,017
Agosto-2011	131,101
Septiembre-2011	146,224
Octubre-2011	151,173
Noviembre-2011	161,887
Diciembre-2011	175,790





#### 4.2. CONSUMOS

Sector	Total consumos año 2010 kWh	Total consumos año 2011 kWh	Variación
Estrato 1	419,205,269	372,075,169	-11.24%
Estrato 2	-	-	-
Estrato 3	-	-	-
Estrato 4	-	-	-
<b>Total Residencial</b>	<b>419,205,269</b>	<b>372,075,169</b>	<b>-11.24%</b>
Industrial	-	-	-
Comercial	882,599	839,340	-4.90%
Oficial	183,158	181,394	-0.96%
Otros	1,476,864	1,258,423	-14.79%
<b>Total No Residencial</b>	<b>2,542,621</b>	<b>2,279,157</b>	<b>-10.36%</b>
<b>Total</b>	<b>421,747,890</b>	<b>374,354,326</b>	<b>-11.24%</b>

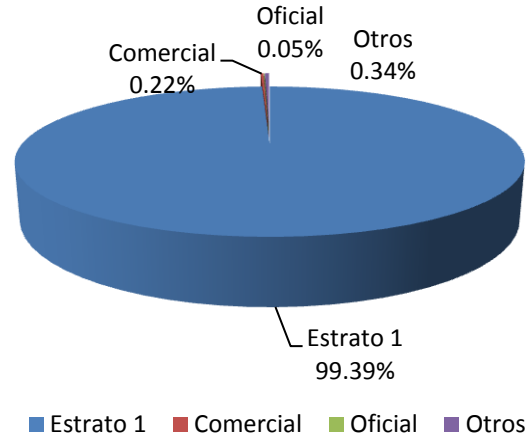
Fuente SUI

Durante el año 2011, se presentó una variación negativa en el consumo facturado por Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. El 99.39% del consumo total corresponde al sector residencial estrato 1.

Sector	Total consumos año 2011 kWh	Variación %
Estrato 1	372,075,169	99.39%

Comercial	839,340	0.22%
Oficial	181,394	0.05%
Otros	1,258,423	0.34%
Total	374,354,326	100.00%

#### Composición total de los consumos año 2011



Fuente SUI

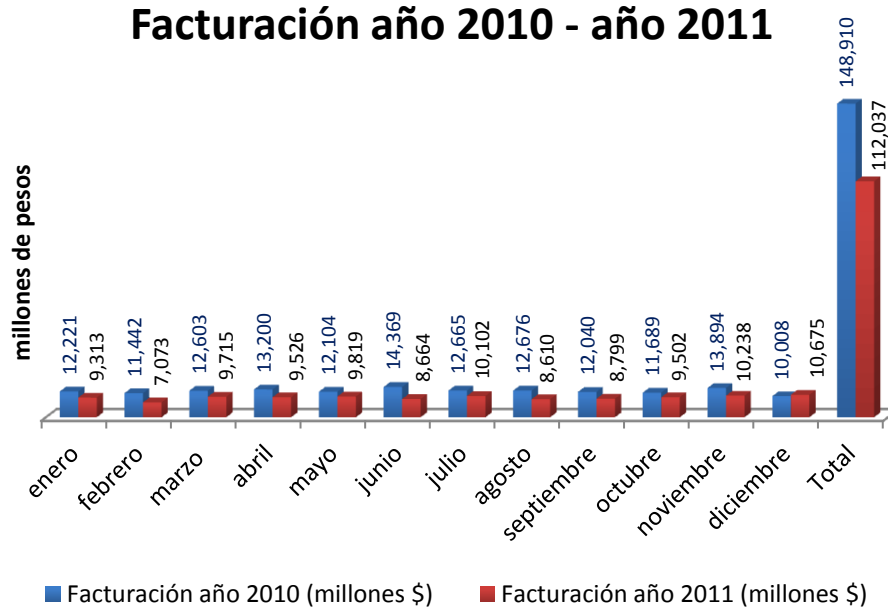
#### 4.3. FACTURACIÓN

Sector	Total Facturado 2010	Total Facturado 2011	Variación
	millones \$	millones \$	
Estrato 1	\$ 148,020.80	\$ 111,304.70	-24.80%
Estrato 2	-	-	-
Estrato 3	-	-	-
Estrato 4	-	-	-
Total Residencial	\$ 148,020.80	\$ 111,304.70	
Industrial	-	-	-
Comercial	\$ 294.80	\$ 269.10	-8.73%
Oficial	\$ 66.20	\$ 58.60	-11.39%
Otros	\$ 528.60	\$ 404.70	-23.44%
Total No Residencial	\$ 889.60	\$ 732.40	-17.67%
Total	\$ 148,910.40	\$ 112,037.10	-24.76%

Fuente SUI

La facturación total del año 2011 con respecto al año 2010 disminuyó en todos los sectores. Valorando el total facturado corresponde a un variación del -24.76%, al pasar en el año 2010, el total facturado de \$148,910 millones a \$112,037.1 millones de pesos en el año 2011.

La facturación en todos los meses del año 2011 disminuyó respecto al mismo periodo del año anterior, como se observa en la figura siguiente



Mes	Facturación año 2010 (millones \$)	Facturación año 2011 (millones \$)	Variación
enero	12,221	9,313	-23.80%
febrero	11,442	7,073	-38.20%
marzo	12,603	9,715	-22.90%
abril	13,200	9,526	-27.80%
mayo	12,104	9,819	-18.90%
junio	14,369	8,664	-39.70%
julio	12,665	10,102	-20.20%
agosto	12,676	8,610	-32.10%
septiembre	12,040	8,799	-26.90%
octubre	11,689	9,502	-18.70%
noviembre	13,894	10,238	-26.30%
diciembre	10,008	10,675	6.70%
Total	148,910	112,037	-24.80%

Fuente SUI

Como se muestra a continuación en el análisis vertical del total facturado, el 99.35%, es decir \$111,305 millones corresponden a la facturación del estrato 1, el sector comercial

facturó 269 millones o 0.24% del total, \$59 millones o 0.05% del total facturado corresponden al sector oficial y el 0.36% a otros sectores.

Sector	Total Facturado año 2011 (millones \$)	Variación
Estrato 1	\$ 111,305	99.35%
Comercial	\$ 269	0.24%
Oficial	\$ 59	0.05%
Otros	\$ 405	0.36%
Total	\$ 112,037	100.00%

Fuente SUI

#### 4.4. ANÁLISIS TARIFARIO.

Para los suscriptores de Energía Social S.A E.S.P. aplica la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 119 de 2007.

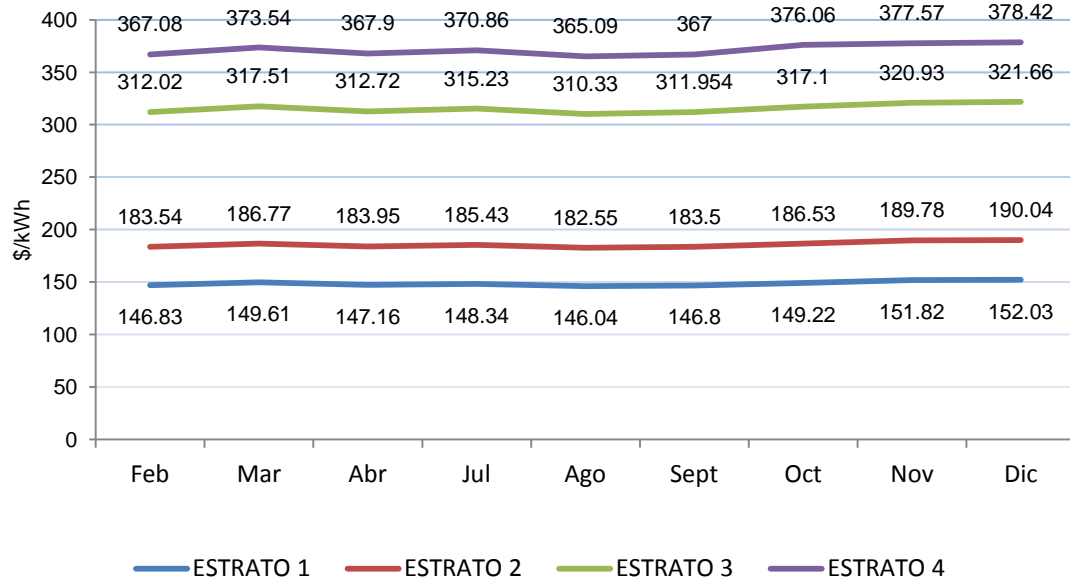
“En particular, energía socialo aplica a su mercado compuesto por usuarios ubicados en barrios subnormales, un cargo de comercialización que incluye el reconocimiento de un factor de riesgo de cartera (FRC) que le permite a la empresa recuperar parte del importe facturado que no es pagado por dichos usuarios. El FRC, se actualiza anualmente de acuerdo con la metodología establecida en las resoluciones 101 de 2006 y 096 de 2011, esta última en la cual se modificaron los parámetros de cálculo de dicho factor confirmando la solicitudde revisión del cargo de comercialización por razones de suficiencia financiera”<sup>1</sup>

- A continuación se muestra la evolución de la tarifa para el sector residencial por estrato en el año 2011..

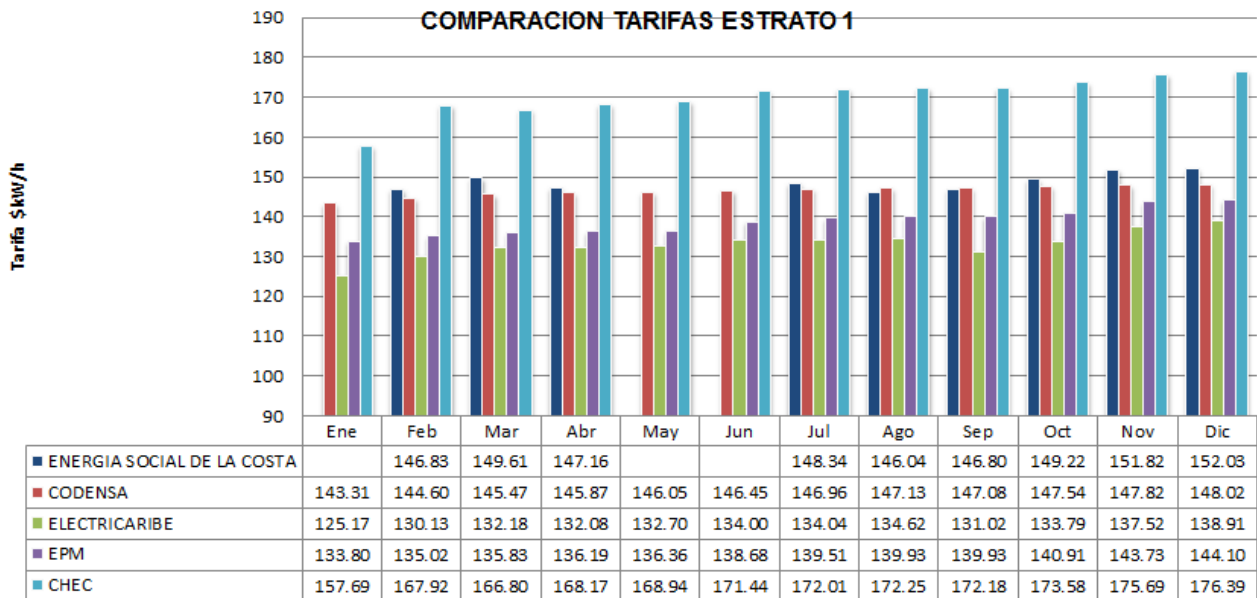
---

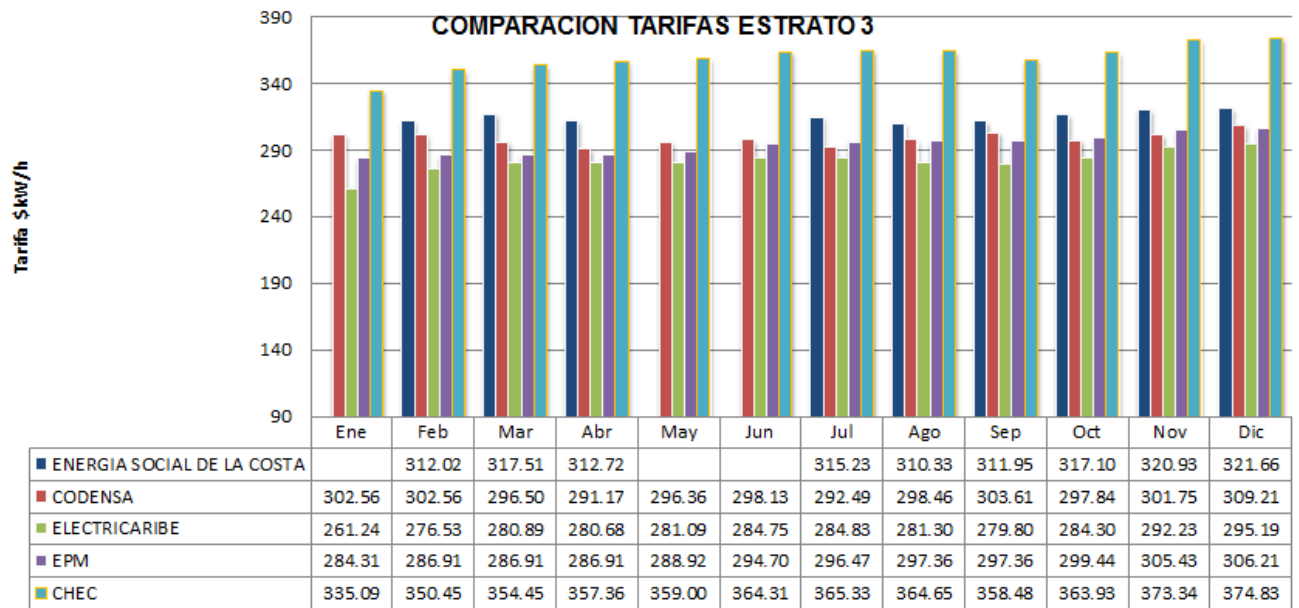
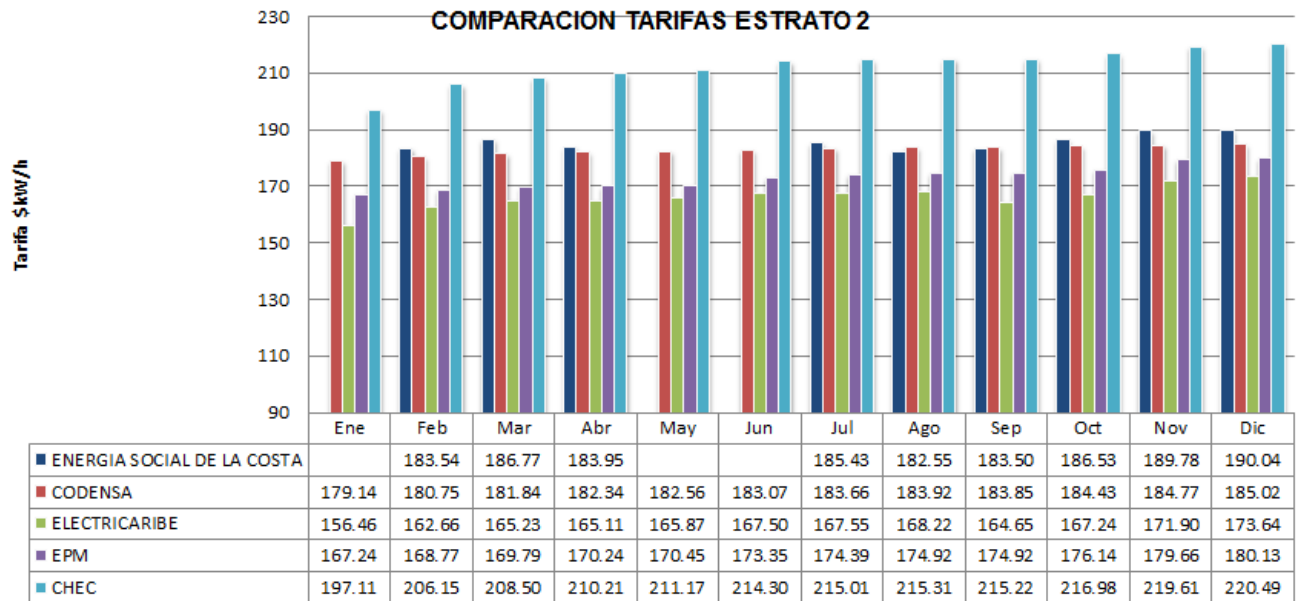
<sup>1</sup> Informe cierre de ejercicio 2011 pag 69

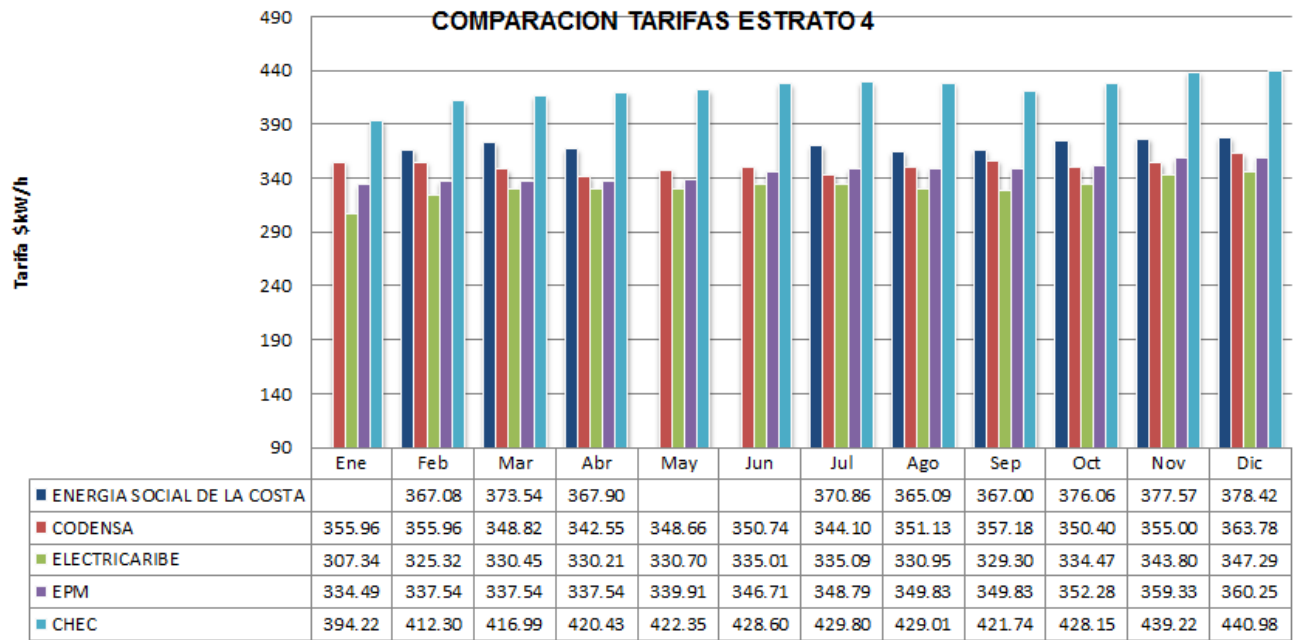
## Evolución de la tarifa sector residencial por estrato



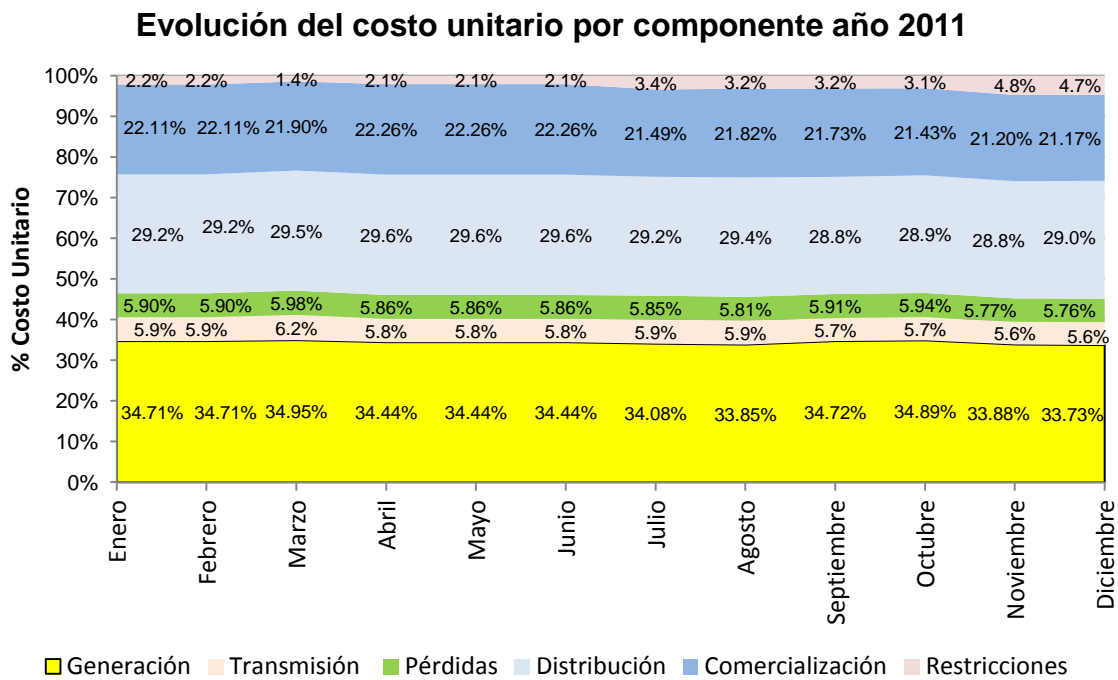
En las siguientes gráficas se muestra el comparativo de las tarifas de las cuatro empresas tomadas como referencia y Energía social, aplicadas a los usuarios del sector residencial, según el estrato. En general se observa que Energía Social de la Costa S.A E.S.P, tiene tarifas menores que las que aplica la CHEC S.A. E.S.P. y mayores que las aplicadas por Electricaribe S.A E.S.P., EPM E.S.P y CODENSA S.A. E.S.P.





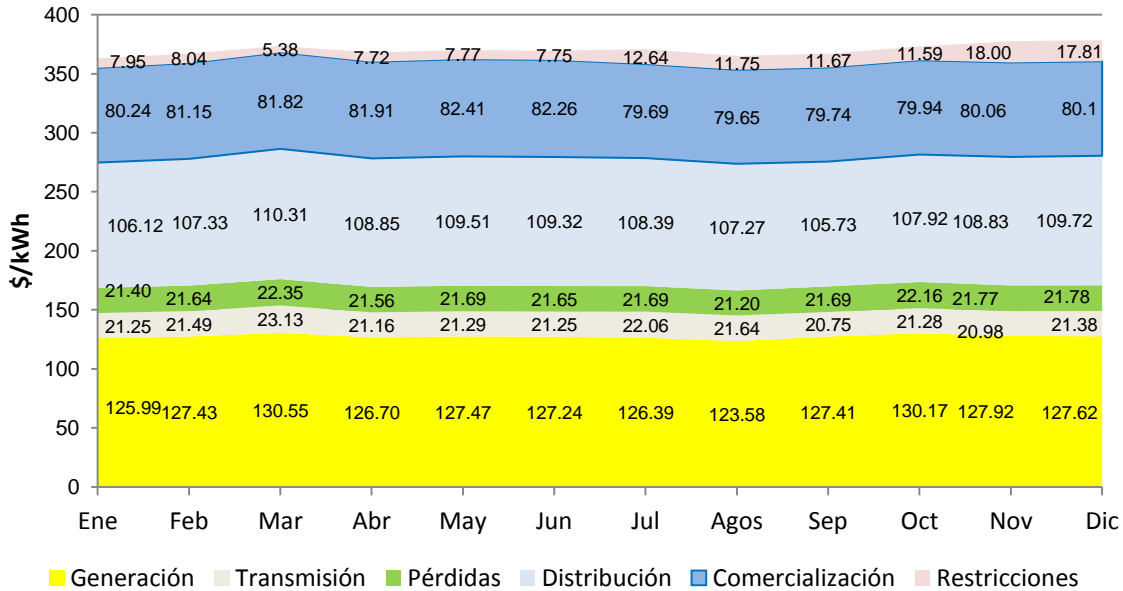


A continuación se muestra la evolución del Costo Unitario del kWh por componente, observándose que el costo de generación durante el año 2011, fue relativamente estable, y corresponde alrededor del 35% del total del Costo Unitario de prestación del servicio.



Fuente ESP

## Evolución del costo unitario por componente



Fuente ESP

Teniendo en cuenta que Energía social de la Costa S.A E.S.P., Es una empresa comercializadora de energía, los temas: Mantenimientos en redes y equipos, Inversión, Interrupciones y duración de las mismas y Calidad de la potencia, no aplican.

### COMERCIAL

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Compañía en los temas de Nivel de pérdidas, Exposición a bolsa, Porcentaje de energía vendida en bolsa, Recaudo y cartera, Restricciones, Subsidios y contribuciones, Facturación, Tiempo de atención en oficinas y Nivel de satisfacción del usuario, excepto por lo revelado en los numerales 3.1 a 3.4 no encontramos evidencia que nos indique que se presentaron otros cambios significativos que puedan afectar significativamente la viabilidad financiera de la Compañía y/o la relación con el usuario.

Para el 2011 el porcentaje de exposición en bolsa de Energía Social alcanzó el 9.2%, y el cubrimiento en contratos para su demanda fue en promedio del 91%. En comparación con el año anterior, el porcentaje de cubrimiento en contratos se incrementó significativamente, teniendo en cuenta que en el 2010 Energía Social estuvo expuesta en bolsa en un 100%.

Durante el 2011, Energía Social disminuyó su demanda comercial en un 10%, con respecto al 2010, esto como resultado de la normalización de 45 barrios, dentro de los

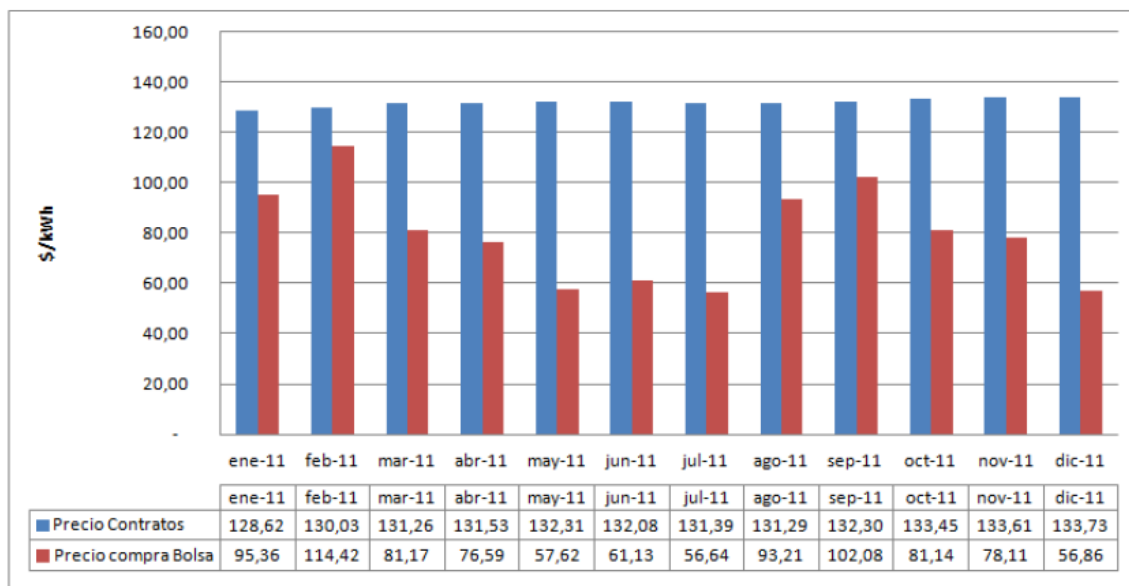


cuales había 22.000 familias que fueron trasladadas a Electricaribe. Sin embargo, en el último trimestre del año, producto del programa de segmentación del mercado que viene adelantando Electricaribe, fueron trasladados usuarios subnormales de Electricaribe a Energía Social, lo cual hizo que se incrementara la demanda en los meses de octubre, noviembre y diciembre, generando exposición en bolsa para estos meses de 10.3%, 10.5% y 17% respectivamente.

La demanda del 2011, fue cubierta por medio de dos contratos del tipo “Pague lo Contratado” (PLC) y un (1) contrato “Pague lo Demandado”, respaldados por 3 contratos suscritos con vigencia de 1 año contado a partir de enero de 2011, con Energía Empresarial (2 contratos) y EPM (1 contrato).

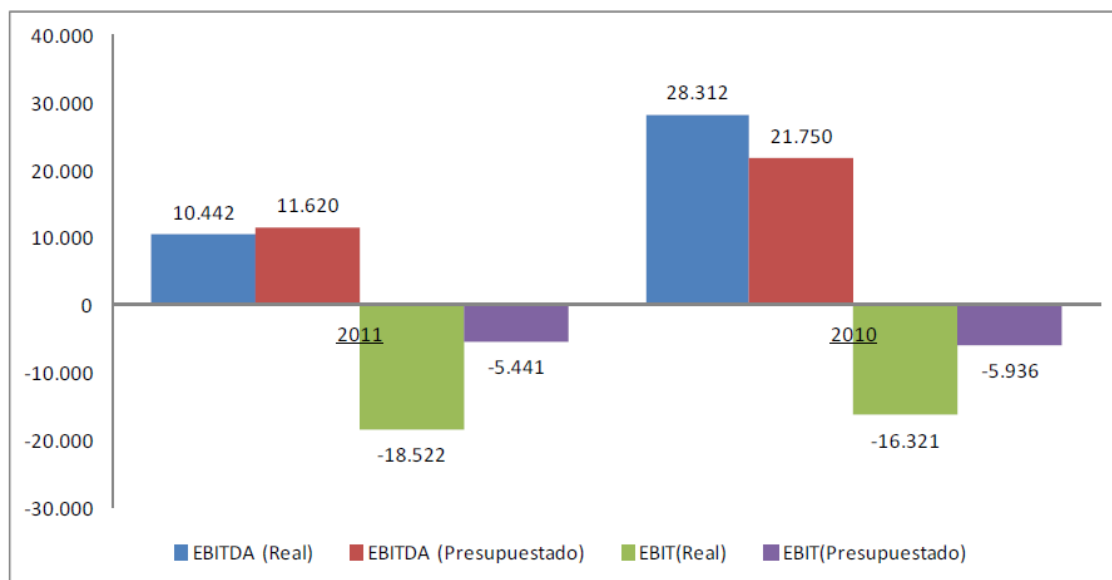
La disminución de la exposición en bolsa, con respecto al año anterior, obedece a la decisión de la compañía de minimizar el riesgo de volatilidad de los precios del mercado, y a su vez, beneficiarse de los incentivos de la regulación por comprar energía a través de contratos.

Las compras de energía a través de contratos en el 2011, fueron de 349.338.820 Kwh a una tarifa promedio de \$131,79 Kwh, mientras que las compras de energía en bolsa fueron de 35.369.701 Kwh a una tarifa promedio de \$73,64 Kwh. Ver diferencia de tarifas en la siguiente gráfica:



Fuente: Elaborada AEGR 2011 con base en la información suministrada por la Compañía.

### Resultados EBITDA y EBIT a 31 de diciembre de 2011 (en millones de pesos).



Fuente: Información suministrada por la empresa.

A 31 de diciembre de 2011, el indicador EBITDA cerró en \$10.442 millones, este valor es un 10,1% inferior a lo presupuestado y un 63,1% inferior al año anterior. Así mismo, el indicador EBIT cerró en \$-18.522 millones, este valor es un 240% inferior a lo presupuestado y un 13,5% inferior al año anterior.

Los resultados obtenidos en los anteriores indicadores, son el resultado de la disminución del 37% en el margen de venta de energía eléctrica con respecto al año anterior, lo cual es producto principalmente de: i) Disminución de la venta de energía en el 2011, ii) tarifa promedio de venta menor a la presupuestada en un 9% y por debajo de la tarifa promedio del 2010 en 7%, iii) tarifa promedio de compra de energía mayor a la presupuestada en un 14% y por encima de la del año anterior en 7%. El efecto de estas variaciones se vio reflejado en la disminución del 14.8% de los ingresos, con respecto al 2010, e ingresos por debajo de lo presupuestado en un 24.2%. Adicionalmente, el costo por compras de energía estuvieron por encima del presupuesto en un 34.7%.

La cartera de Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. a diciembre de 2011, es la siguiente:

**ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA SA ESP (MCOP)**

CARTERA A: DICIEMBRE-31-2011

CATEGORIAS	CORRIENTE	FINANCIADA	VENCIDA							% por Categoría	TOTAL MES	
			30	60	90	180	360	> 360	VENCIDA			
Estrato 1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0%	2
Estrato 2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0%	1
Estrato 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0
Estrato 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0
Estrato 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0
Estrato 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0
Subnormales	2.299	1	2.398	2.110	2.246	6.780	9.649	16.548	39.730		99%	42.030
<b>Total Residencial</b>	<b>2.299</b>	<b>1</b>	<b>2.398</b>	<b>2.110</b>	<b>2.246</b>	<b>6.780</b>	<b>9.649</b>	<b>16.550</b>	<b>39.733</b>		<b>99%</b>	<b>42.033</b>
Comercial	6	38	11	4	4	4	13	16	51		0%	96
Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0%	0
Oficial	7	31	13	6	3	2	2	297	322		1%	360
Alumbrado Publico	0	0	4	3	3	8	16	114	148		0%	148
Otros (Nula)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0%	0
<b>Total Regulado</b>	<b>2.313</b>	<b>70</b>	<b>2.425</b>	<b>2.123</b>	<b>2.256</b>	<b>6.793</b>	<b>9.680</b>	<b>16.977</b>	<b>40.254</b>		<b>100%</b>	<b>42.637</b>
No Regulados	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0%	0
Peajes	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0%	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.313</b>	<b>70</b>	<b>2.425</b>	<b>2.123</b>	<b>2.256</b>	<b>6.793</b>	<b>9.680</b>	<b>16.977</b>	<b>40.254</b>		<b>100%</b>	<b>42.637</b>

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Como podemos observar en el cuadro anterior, a diciembre 31 de 2011, el total de la cartera de Energía Social es de \$42.637 millones, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

- La cartera corriente es de \$2.313 millones, equivalentes al 5.4% del total de la cartera.
- De esta cartera corriente, el 99.4% corresponde a la cartera de usuarios subnormales, el 0,28% a usuarios Comerciales y el 0,31% a usuarios Oficiales.
- La cartera financiada es de \$70 millones, equivalentes al 0.2% del total de la cartera.
- El total de la cartera vencida es de \$40.254 millones equivalentes al 94.4% del total de la cartera. Dentro de esta cartera vencida, resaltamos que la cartera mayor a 360 días es de \$16.977 millones, equivalentes al 42.2% del total de la cartera vencida.

El comportamiento de la cartera durante los últimos 3 años, incluyendo el 2011, es:

	Año 2011	Año 2010	Año 2009	Variación 2010-2011
<b>Cartera Total</b>	\$ 42.637.101.353,68	\$ 53.387.583.289,00	\$ 103.547.677.762,00	-20%
<b>Financiada</b>	\$ 70.391.986,63	\$ 53.608.938,00	\$ 61.895.709,00	31%
<b>Corriente</b>	\$ 2.312.766.843,00	\$ 1.678.670.862,00	\$ 3.777.383.300,00	38%
<b>Vencida</b>	\$ 40.253.942.524,05	\$ 51.655.303.489,00	\$ 99.708.398.753,00	-22%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Como podemos observar en el cuadro anterior, la cartera total de la compañía para el 2011 ha disminuido 20% en comparación con el 2010. Al interior de la cartera,

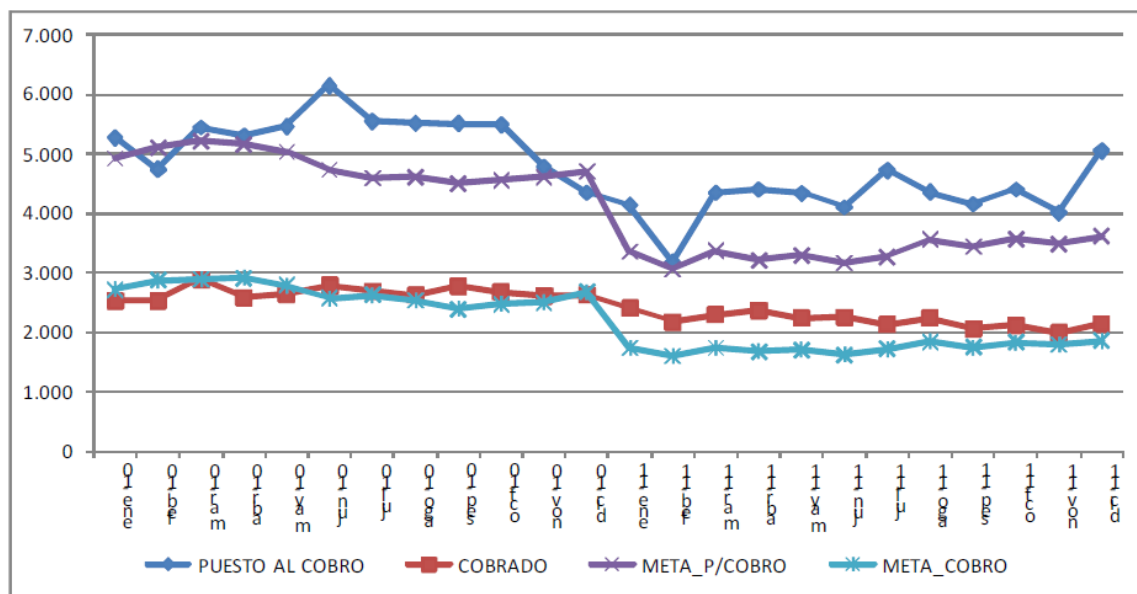
observamos: i) La cartera vencida, presentó una disminución de 22% con respecto al año anterior, y ii) la cartera financiada y la cartera corriente se incrementaron en 31% y 38% respectivamente. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, la disminución del total de la cartera se debe principalmente a: i) la aplicación del plan de recuperación (12x12) que se explica más adelante, ii) traslado de usuarios normalizados a Electricaribe y iii) castigo de cartera por valor de COP\$20.000 millones aprobada de acuerdo con el acta de Junta Directiva No. 48 de 15 de diciembre de 2011.

### Porcentaje de recaudo.

PERIODO	PTO AL COBRO	RECAUDO	%Rec. Real	META PTO COBRO	META RECAUDO	%Rec Meta	Desviación de la meta
2011	51.224.619.970	26.476.848.117	51,7%	40.441.703.701,35	20.942.108.297	51,8%	0,10%
2010	63.596.799.933	32.011.472.445	50,3%	57.809.193.696	32.010.558.609	55,4%	5,04%
2009	58.855.476.202	30.234.391.258	51,4%	62.938.170.861	39.137.119.140	62,2%	10,81%
Variación 2011-2010	-19,5%	-17,3%	1,35%	-30,0%	-34,6%	-3,59%	-4,94%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

El porcentaje de recaudo en el 2011 presentó una mejora de 1,35 puntos porcentuales con relación al año anterior, pasando de 50,3% a 51,7% y se ubicó 0,10 puntos porcentuales debajo de la meta interna (51,8%). Esto se debe principalmente a que la puesta al cobro y el recaudo disminuyeron considerablemente en 19,5% y 17% respectivamente, como resultado del proceso de normalización de redes, que conlleva a que los clientes normalizados pasen a ser clientes de Electricaribe.



Fuente: Elaborado por la AEGR con base en la Información suministrada por la Compañía.

Tanto la puesta al Cobro, como lo recaudado estuvo por encima de la meta establecida por la Compañía. Sin embargo, el porcentaje de recaudo durante el 2011 sólo cumplió con la meta para los meses de enero, febrero, marzo, abril y junio.

De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, se resaltan las siguientes acciones realizadas por la compañía para lograr incrementar el recaudo:

- Desarrollo del Plan 12 x12: Consiste en disminuir en una doceava parte la deuda de aquellos usuarios que pagan en su totalidad y cumplidamente el mes facturado.
- Para este año se dio la profesionalización en el recaudo, es decir, Energía Social de la Costa se incluyó en los contratos de servicios integrales de Electricaribe. Por lo tanto, los gestores comerciales se han especializado en el procedimiento de recaudo y cartera.

En general podemos observar que la compañía maneja un porcentaje de recaudo del

51.7% en el año lo que obedece básicamente a los siguientes aspectos: 1) la limitada capacidad de pago de los habitantes de los barrios subnormales, 2) las irregularidades del pago que dependen de eventos exógenos a la gestión de Energía Social, 3) los límites de la capacidad operativa y comercial de los Gestores Comunitarios, 4) la inexistencia de una red óptima que aseguren la calidad y confiabilidad del servicio y 5) la incorporación permanente de barrios subnormales.

#### 4.5. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

Con respecto a los Subsidios y Contribuciones de la compañía por el año 2011, a continuación encontramos un cuadro que muestra el cumplimiento de los reportes de la compañía en los 4 trimestres del año:

Trimestre	Período	Fecha límite de reporte	Fecha de envío
I Trimestre	Enero – Marzo	Abril 30 de 2011	Abril 27 de 2011
II Trimestre	Abril – Junio	Julio 31 de 2011	Julio 25 de 2011
III Trimestre	Julio - Septiembre	Octubre 31 de 2011	Octubre 24 de 2011
IV Trimestre	Octubre - Noviembre	Enero 31 de 2012	Enero 27 de 2012

**Fuente:** Información de Subsidios y Contribuciones suministrada por la Compañía.

Realizamos la verificación de las conciliaciones de subsidios y contribuciones efectuadas con el Ministerio de Minas y Energía, correspondientes a los 2 primeros trimestres del 2011, obteniendo los siguientes resultados:

I Trimestre	Valor Empresa	Valor MME-FSSRI	Diferencia
Subsidios Otorgados	-15.750.726.506	-15.492.617.571	-258.108.935
Contribuciones Facturadas	13.816.170	13.816.170	0
Conciliaciones Neta	-15.736.910.336	-15.478.801.401	-258.108.935

Fuente: Información suministrada por la Compañía. Cifras expresadas en Pesos.

II Trimestre	Valor Empresa	Valor MME-FSSRI	Diferencia
Subsidios Otorgados	-17.054.736.450	-16.971.332.147	-83.404.303
Contribuciones Facturadas	17.490.776	17.490.776	0
Conciliaciones Neta	-17.037.245.674	-16.953.841.371	-83.404.303

Fuente: Información suministrada por la Compañía. Cifras expresadas en Pesos.

Como podemos observar en las conciliaciones anteriores, para los dos primeros trimestres del 2011, se presentaron diferencias entre las conciliaciones reportadas por la Compañía y las validadas por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, las diferencias en el primer y segundo trimestre de 2011 entre el valor reportado por la empresa y el valor validado por el FSSRI obedecen a:

- Subsidios Otorgados: La diferencia se concentra en la aplicación de la normatividad vigente a los usuarios de los estratos 1 y 2. Puede deberse a errores en el cálculo de las tarifas, que se modificaron según el cambio del régimen tarifario.

A la fecha de nuestra revisión (febrero de 2012) aún no había respuesta de estas diferencias por parte de la Compañía al Ministerio de Minas. Adicionalmente, de acuerdo con las validaciones de las conciliaciones del primer y segundo trimestre de 2011 efectuadas por el MME, a junio 30 de 2011, Energía Social presenta un déficit de \$ 16,695 millones.

De acuerdo con el Ministerio de Minas, el déficit acumulado a 30 de junio de 2011, validado por este Ministerio para la empresa, puede ser cubierto de la siguiente manera:

- Con los recursos asignados para cubrir subsidios en el Presupuesto General de la Nación, los presupuestos departamentales, distritales o municipales o con recursos del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución del ingreso.
- Haciendo uso la empresa de la facultad que otorga el artículo 99 de la ley 142 de 1994 y el artículo 10 del Decreto 847 de 2001, ya que es posible cubrir con superávit que generen en el futuro, el déficit debidamente validados por el Ministerio.

A enero de 2012, Energía Social aún no había recibido la validación por parte del Ministerio del tercer y cuarto trimestre de 2011.

#### 4.6. FOES

A continuación encontramos las fechas de reporte de la información de las Conciliaciones del FOES por parte de la Compañía:

Trimestre	Período	Fecha límite de reporte	Fecha de envío
I Trimestre	Enero - Marzo	Abril 30 de 2011	Abril 28 de 2011
II Trimestre	Abril - Junio	Julio 31 de 2011	Julio 29 de 2011

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

El reporte de las conciliaciones para los dos primeros trimestres del 2011, se hizo dentro de la fecha límite de reporte establecida por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con la información suministrada por la compañía, a continuación encontramos las conciliaciones de FOES enviadas por el Ministerio de Minas y Energía, correspondientes a los tres primeros trimestres del año 2011:

Trimestre año	Área	Validación FOES	Reporte Empresa	Valor Giros	Diferencia
1° Trimestre 2011	ARMD	58.234	22.690	-	35.544
	BS	1.541.130.113	1.354.862.105	-	186.268.008
	ZDG	1.319.398	64.273	-	1.255.125
Total 1° Trimestre		1.542.507.745	1.354.949.068	-	187.558.677
2° Trimestre 2011	ARMD	19.380	19.380	-	-
	BS	122.938.341	122.938.342	-	(1)
	ZDG	103.580	103.580	-	-
		-	-	103.393	(103.393)
Total 2° Trimestre		123.061.301	123.061.302	103.393	(103.394)

Fuente: Información suministrada por la Compañía. Cifras expresadas en Pesos.

El Ministerio de Minas y Energía, en las validaciones de las conciliaciones de FOES correspondientes al primer y segundo trimestre de 2011, establece que la Compañía debe:

- Aclarar el mayor valor aplicado de \$734.323 (valor resultante del cuadro consolidado de las diferencias acumuladas y de las devoluciones realizadas por la empresa desde el 2008 hasta el segundo trimestre de 2011). (El 9 de noviembre la empresa envía una comunicación al Ministerio, dando las explicaciones correspondientes a la diferencia presentada).
- Así mismo, en la comunicación de validación de las conciliaciones del primer y segundo trimestre de 2011, el Ministerio especifica en relación a la nota establecida por Energía Social en las conciliaciones de Subsidios y contribuciones: "No incluye saldos derivados del FOES aplicado en espera de las medidas estudiadas por el gobierno Nacional ante la disminución de la fuente de recursos del Fondo de Energía Social" que el Gobierno Nacional a través de la Ley del Presupuesto para las vigencias desde el año 2008 al 2011, asignó recursos adicionales del PGN y del FNR al FOES, con los cuales se ajustó la distribución del beneficio FOES de los años 2007, 2008, 2009 y 2010.

La normatividad aplicable al Fondo de Energía Social, estipula que dicho Fondo tiene por objeto cubrir hasta 46 pesos por Kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales.

Así las cosas, en cada una de las resoluciones de distribución de los recursos del FOES que expide este Ministerio, se indica el valor máximo de aporte social de energía por kWh y el mes en que se deben aplicar el beneficio a los usuarios ubicados en las áreas especiales.

- En comunicado de fecha 9 de noviembre de 2011 enviado al MME, Energía Social específica: “En efecto como lo hemos señalado repetidamente, la empresa ha aplicado el FOES pleno previsto en las leyes del Plan Nacional de Desarrollo, para evitar exacerbar el muy grave problema social en la costa atlántica; pero, es claro que de no recibir los recursos pendientes la empresa se vería en la obligación y necesidad de re-facturar de inmediato tal cantidad a los clientes afectados, lo que significaría una factura cinco veces superior a la usual, así como dejar de aplicar esa parte del subsidio en el futuro, lo que implicaría además, un aumento superior del 100% en todas las facturas posteriores”.

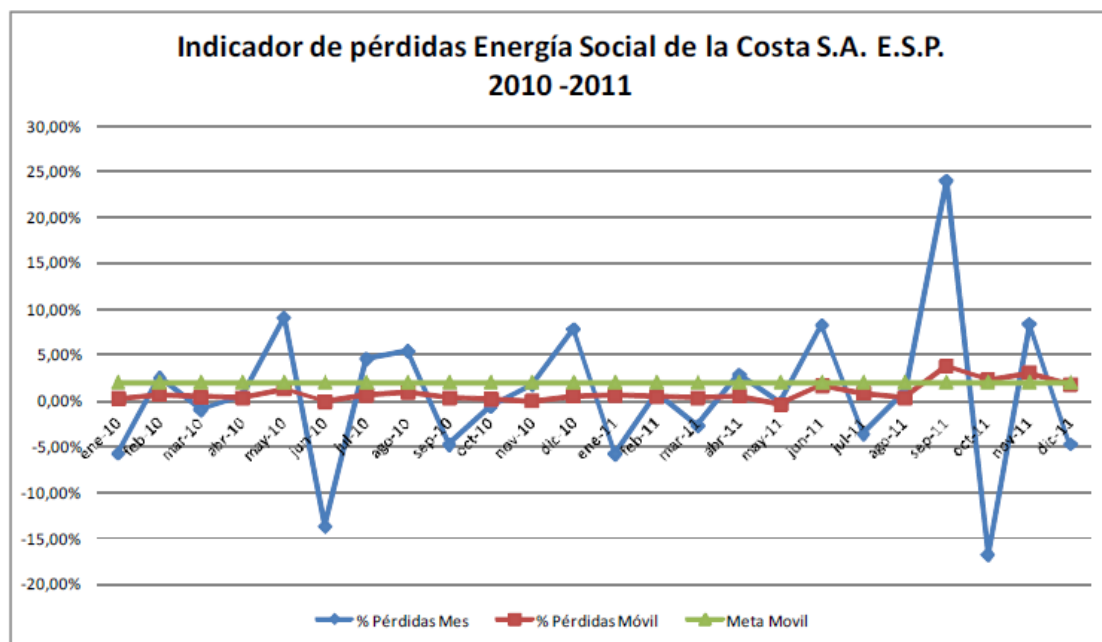
Energía Social en la comunicación anteriormente descrita, menciona que aplicó el beneficio del FOES de \$46/kWh, “ante la disminución de las rentas de congestión a partir del año 2007, con el objetivo de no incrementar el cobro a los usuarios de las Zonas Especiales, de evitar problemas de orden social como los que se han vivido en el pasado en la Costa Atlántica con relación al servicio de electricidad y con el compromiso del Gobierno Nacional de impulsar la apropiación de recursos adicionales en el Presupuesto General de la Nación con el fin de cubrir de manera retroactiva los valores aplicados a los usuarios que no fueron cubiertos con los giros iniciales del FOES”

#### **4.7. PÉRDIDAS**

A partir del balance de energía suministrado por Energía Social de la Costa S.A. E.S.P, se identifican los indicadores para el seguimiento de pérdidas denominados como Real Porcentaje Mes y Real Porcentaje Móvil. El primero referencia la energía de entrada y de salida mes a mes y el segundo lo referencia con la suma de los valores de energía de entrada y de salida en los últimos 12 meses del mes a evaluar.

A continuación encontraremos el valor de la energía perdida, así como los indicadores obtenidos durante el 2011, de acuerdo con el balance de energía suministrado por la empresa:





Fuente: Elaborado por el AEGR con base en la Información suministrada por la Compañía.

Encontramos que el resultado del indicador “pérdidas móvil” se incrementa con relación al año anterior en un 1.20 puntos porcentuales, pasando de 0.57% en el 2010 a 1.78% en el 2011 y cumple con la meta interna de la compañía (2%). Así mismo, el “porcentaje de pérdidas mes” se incrementa con relación al año anterior en un 1.04 puntos porcentuales, pasando de 0.53% en el 2010 a 1.57% en el 2011.

#### 4.8. NIVEL DE SATISFACCIÓN DE LOS USUARIOS (NSU)

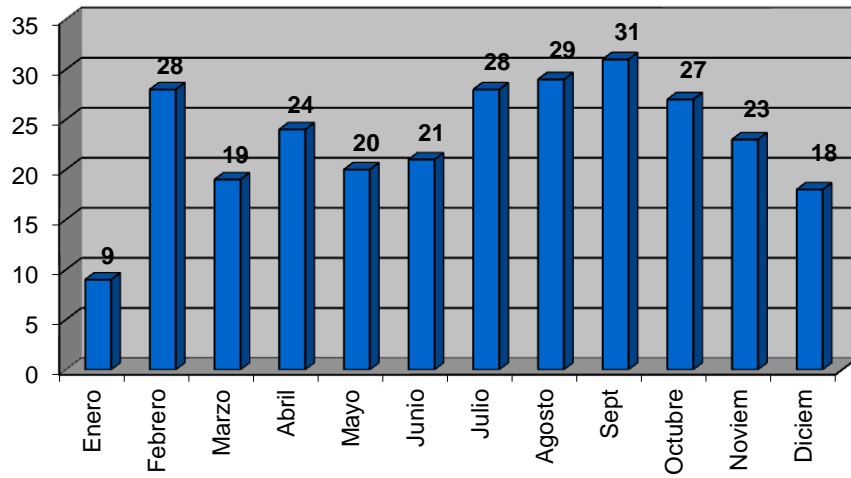
De acuerdo con las indagaciones realizadas, no obtuvimos evidencia de que la empresa tenga un indicador que mida el “Tiempo de atención en oficinas” y el “Nivel de satisfacción de los usuarios”, que nos permita evaluar el cumplimiento de sus metas, mejoras o deterioros con respecto al año anterior en relación a estos indicadores.

#### 4.9. PQR´s:

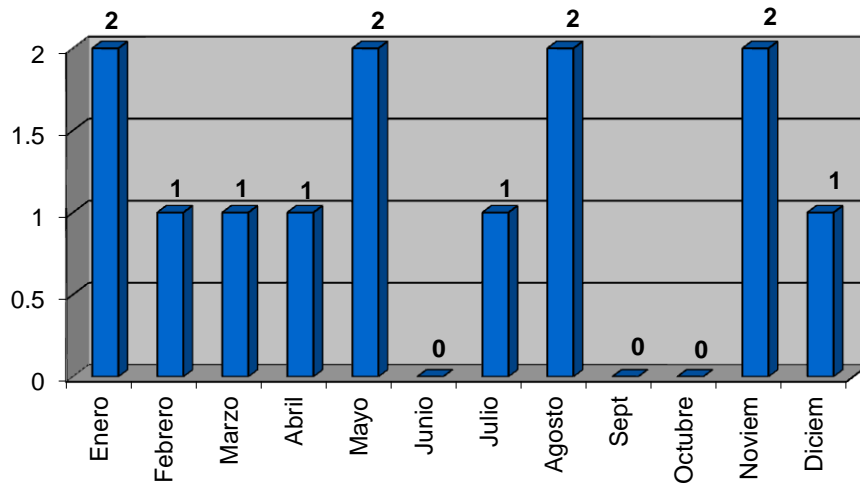
2011

DISTRITO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Octubre	Noviem	Diciem	Total
Atlántico	9	28	19	24	20	21	28	29	31	27	23	18	277
Sucre	0	17	11	0	0	2	3	4	2	3	3	4	49
Córdoba	2	1	1	1	2	0	1	2	0	0	2	1	13
Cesar	8	13	45	15	23	11	16	17	21	7	14	35	225
Bolivar	15	11	6	7	11	15	10	13	16	7	17	8	136
Magdalena	31	21	8	25	51	40	33	24	20	19	18	16	306
Guajira	1	0	4	1	3	1	1	5	4	5	1	6	32

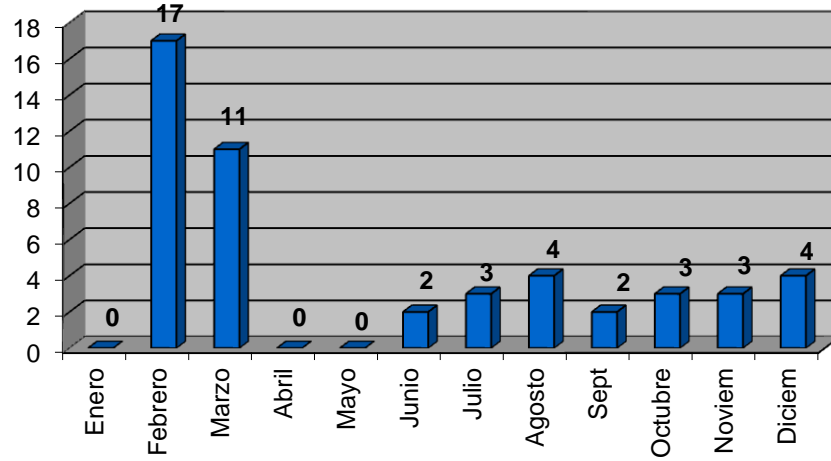
### Atlántico



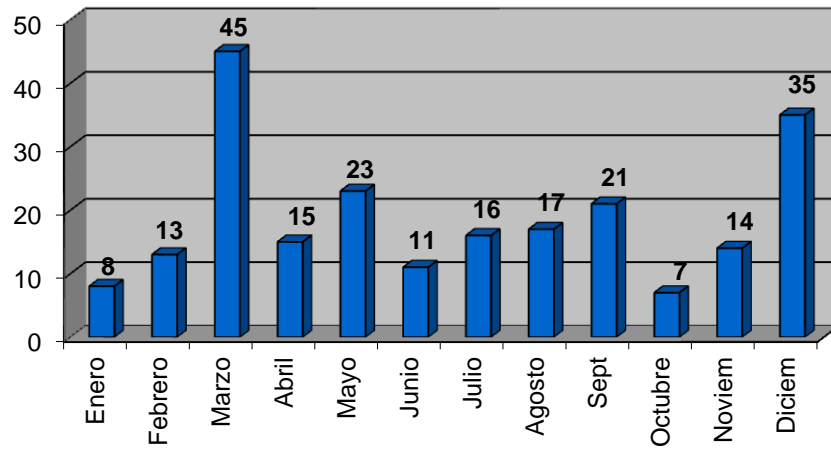
### Córdoba

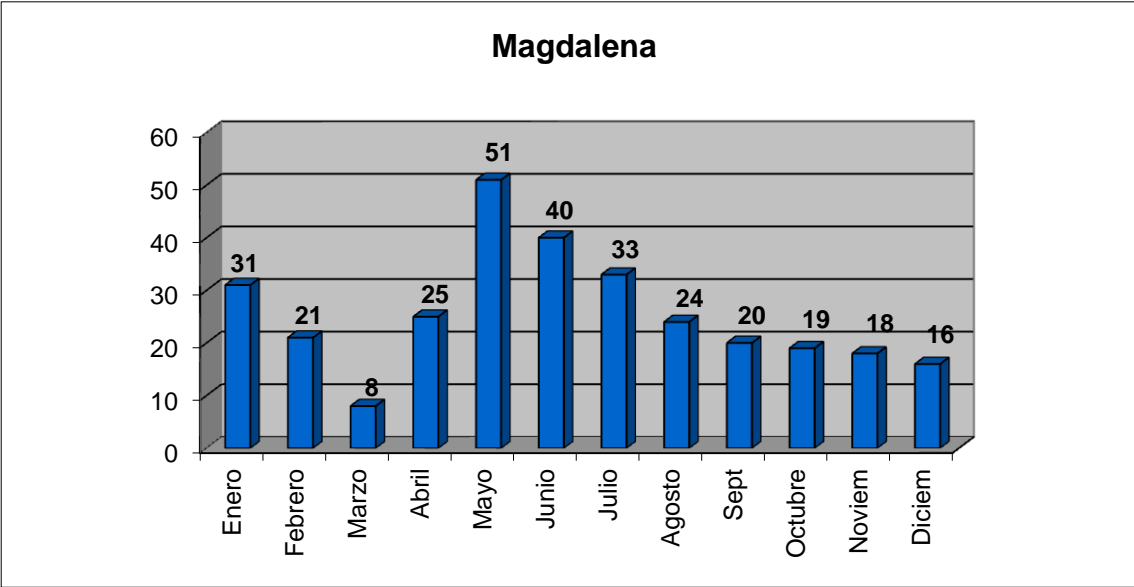
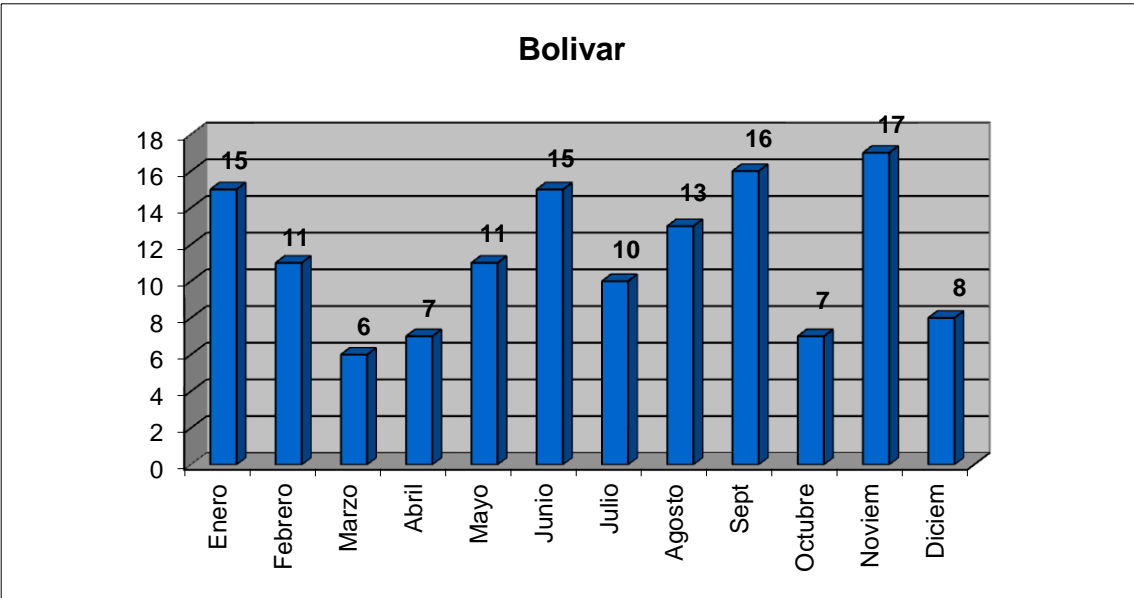


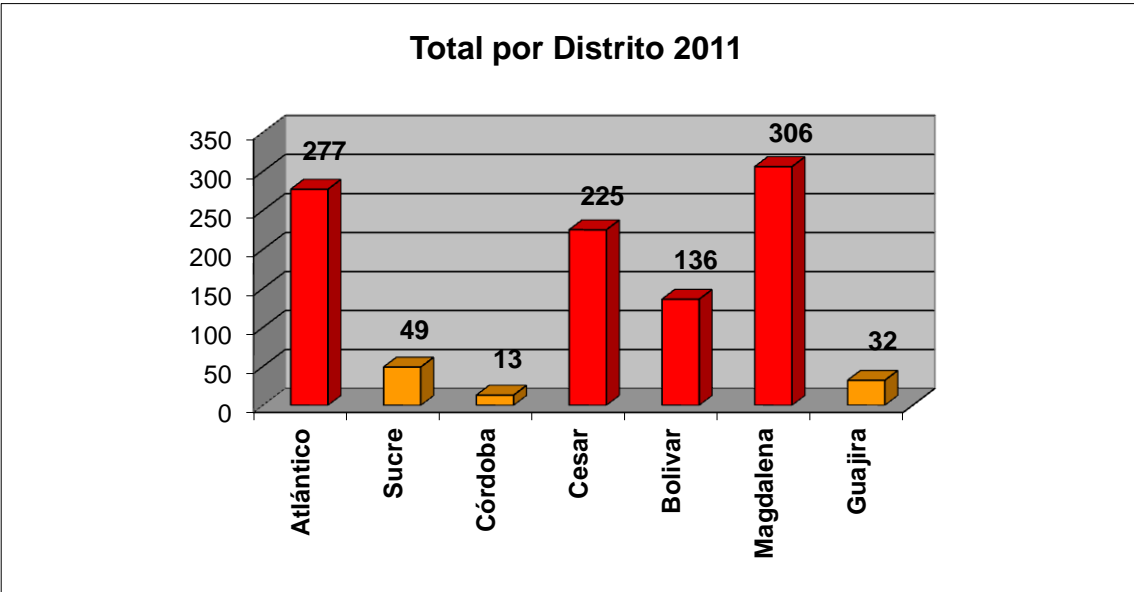
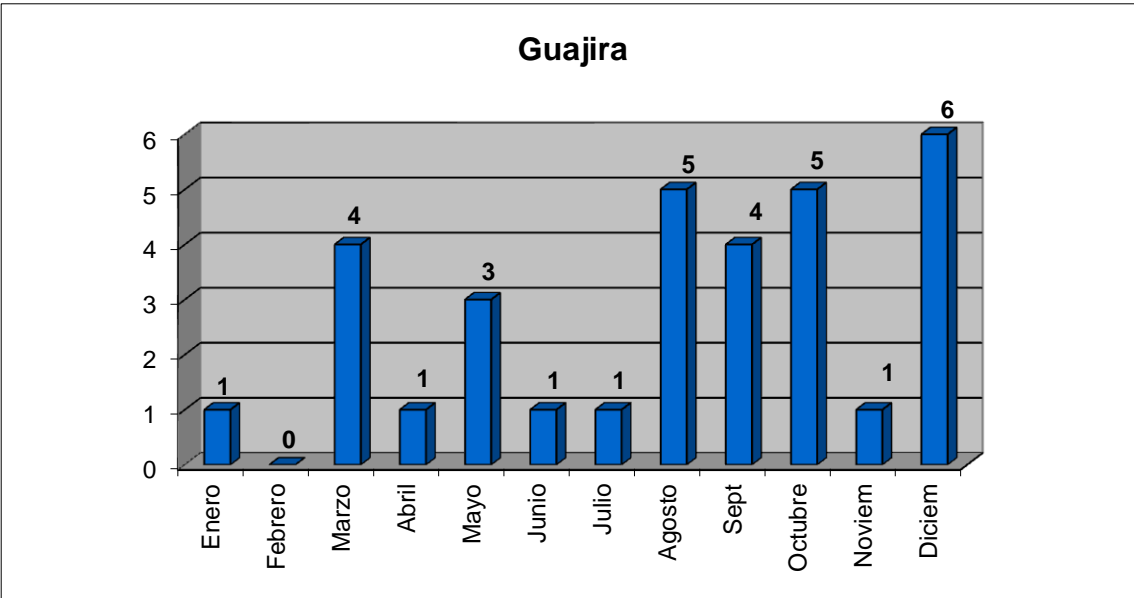
### Sucre



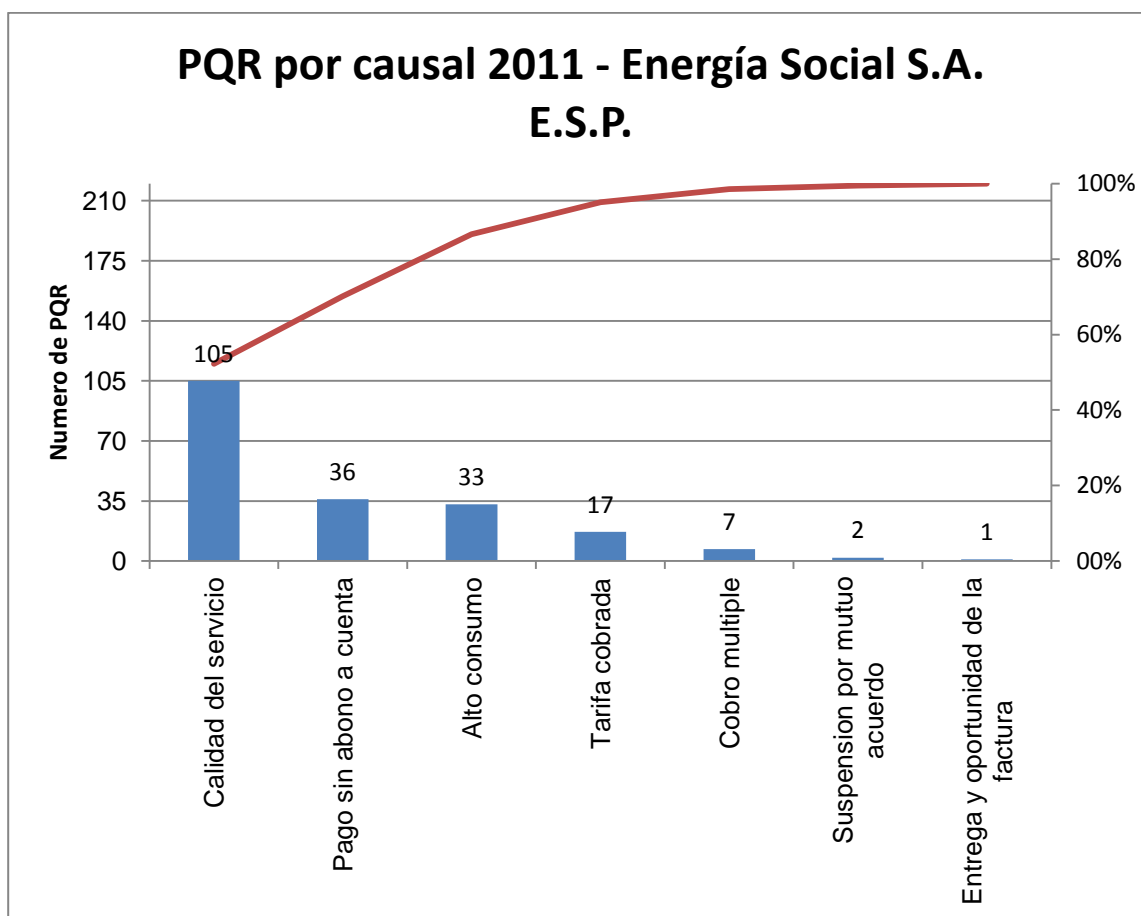
### Cesar







- Se realizó análisis de la información reportada en el SUI por Energía social S.A E.S.P., correspondiente a las peticiones, quejas y recursos, encontrando que dicha información no fue reportada con fidelidad. Ya que solamente se reportaron 201 PQR para un número de usuarios de 191,477 que el prestador afirma tener a cierre del año 2011 .



Fuente SUI

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	-16%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	-9353,07	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	324,55	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	31,17	26,88	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,78	No Cumple

Fuente: SUI

La empresa no cumple con ninguno de los referentes establecidos en la resolución Creg 034 de 2004

Las siguientes excepciones son los resultados de la aplicación de los procedimientos de auditoria y de lo requerido por la superintendencia de servicios publicos, delegada para enegia y gas, y que estan relacionados con el cumplimiento de los indicadores: 1. La retacion de cuentas por cobrar es superior en 271.62 dias, 2. la razon corriente es inferior al referente en 0.6 veces, 3. el margen operacional de la compañía es inferior al referente en 42.68 puntos porcentuales, 4. el indicador cubrimiento de gastos financieros es inferior al referente en 9359 veces, 5. el indicador de atencion reclamos servicios es superior al referente en 0.27 unidades,6. el indicador suscriptores sin medicion es superior 23.99 unidades al referente. Excepto por los asuntos mencioads en los puntos 1, 2, 3, 4, 5, y 6 observamos el cumplimiento de los indicadores frente al referente.

Con base en los resultados de los indicadores adicionales y en la calificacion de nivel de riesgo, la compañía esta expuesta a niveles de riesgo financiero alto.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Como resultado de la revisión efectuada a la calidad de la información reportada al SUI de las siguientes resoluciones, encontramos:

Resolución	Observaciones
Formato 2: Información Comercial Residencial.	Solicitamos los formatos de facturación de los meses de abril, mayo y junio de 2011, de los cuales seleccionamos una muestra de registros con el fin de compararlos con las facturas físicas. Sin embargo, La Compañía no suministró a la auditoria las facturas solicitadas.
Resolución SSPD 1025 del 2 de abril de 2004 (Plan de Contabilidad)	Se comparó el plan de cuentas de 2011 reportado al SUI con el balance de prueba a diciembre de 2011, no encontrando desviaciones significativas.
Resolución SSPD - 20071300027015 del 26 de septiembre de 2007 (RUPS).	Se comparó el último RUPS reportado por la Compañía al SUI con el certificado de Existencia y Representación legal vigente, no encontrando desviaciones significativas. Sin embargo, en la información del Auditor Externo de Gestión se debe modificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Correo electrónico.</li> <li>• Cargo que ocupa el Representante Legal.</li> </ul> <p>Es importante mencionar, que tanto en el certificado de existencia como en el RUP se encuentra estipulado como suplente del Representante Legal a Luis Freyder Posso. Persona que renunció del Grupo Electricaribe el año anterior.</p>

Formato 13: Información de ZDG.	25 del mes siguiente	<p>Se presentó retraso en el reporte de los meses de enero, marzo, octubre y noviembre.</p> <p>Según información entregada por el área responsable este formato no aplica para Energía Social. A partir de la fecha se controlará la certificación de este tipo de formatos dentro del plazo máximo exigido por la norma.</p>
Formato 14: Componentes del Costo Usuarios No regulados y Alumb. Público	<p>Primer semestre: 15 de julio.</p> <p>Segundo semestre: 15 de enero.</p>	No se han reportado al SUI los formatos del primer semestre y segundo semestre de 2011.
Formato 15: Reclamaciones.	20 del mes siguiente	<p>Se presentaron retrasos en el reporte de los meses de enero y febrero, así como de los meses de abril a diciembre.</p> <p>De acuerdo con la información entregada por el área responsable, los retrasos presentados en los meses de enero y febrero se deben a las inquietudes que se tenían sobre la estructura del formato, lo cual retrasó el diseño de la aplicación que extrae la información.</p> <p>El retraso de los reportes de abril a diciembre se debe a que la Compañía identificó algunos errores de criterios en la generación del formato a causa de la reunión efectuada por la SSPD en Barranquilla entre el 25 y 27 de mayo de 2011. Los anteriores errores se estaban subsanando y es el motivo por el cual se presentó retraso en el reporte de la información.</p>



Formato 13: Información de ZDG.	25 del mes siguiente	<p>Se presento retraso en el reporte de los meses de enero, marzo, octubre y noviembre.</p> <p>Según información entregada por el área responsable este formato no aplica para Energía Social. A partir de la fecha se controlará la certificación de este tipo de formatos dentro del plazo máximo exigido por la norma.</p>
Formato 14: Componentes del Costo Usuarios No regulados y Alumb. Público	<p>Primer semestre: 15 de julio.</p> <p>Segundo semestre: 15 de enero.</p>	No se han reportado al SUI los formatos del primer semestre y segundo semestre de 2011.
Formato 15: Reclamaciones.	20 del mes siguiente	<p>Se presento retrasos en el reporte de los meses de enero y febrero, así como de los meses de abril a diciembre.</p> <p>De acuerdo con la información entregada por el área responsable, los retrasos presentados en los meses de enero y febrero se deben a las inquietudes que se tenían sobre la estructura del formato, lo cual retrasó el diseño de la aplicación que extrae la información.</p> <p>El retraso de los reportes de abril a diciembre se debe a que la Compañía identificó algunos errores de criterios en la generación del formato a causa de la reunión efectuada por la SSPD en Barranquilla entre el 25 y 27 de mayo de 2011. Los anteriores errores se estaban subsanando y es el motivo por el cual se presentó retraso en el reporte de la información.</p>
Formato 16: Peticiones.	20 del mes siguiente de cada trimestre.	<p>Se presentó retraso en el reporte del segundo al cuarto trimestre del año.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por la Compañía, lo anterior se debe a que a causa de la reunión efectuada por la SSPD en Barranquilla entre el 25 y 27 de mayo de 2011, se logro identificar algunos errores de criterios en la generación del formato, los cuales se estaban subsanando y es el motivo por el cual se presentó retraso en el reporte de la información.</p>
Formato 17: Información de Facturación y Recaudo.	28 de Febrero de cada año.	Todavía no se ha cumplido la fecha límite de reporte.

<p>Formato 19: Información de Accidentes de origen eléctrico.</p>	<p>Primer trimestre: 15 de abril.</p> <p>Segundo Trimestre: 15 de julio.</p> <p>Tercer Trimestre: 15 de octubre.</p> <p>Cuarto Trimestre: 15 de enero.</p>	<p>Se encuentran pendiente el reporte del formato de los cuatro trimestres del 2011.</p>
<p>Formato 20: Resumen Contable de subsidios &amp; contribuciones y FOES.</p>	<p>30 del mes siguiente de cada trimestre.</p>	<p>Se presentó retraso en el reporte de todos los trimestres del año 2011.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, lo anterior se debe a que las inconsistencias con los datos habían dificultado el reporte de la información, se estaban efectuando las revisiones del caso para certificar la información en el menor tiempo posible.</p>
<p>Formato 21: Gros recibidos y efectuados.</p>	<p>15 del mes siguiente</p>	<p>Se encuentra en estado pendiente el reporte de este formato para la totalidad de los meses del año 2011.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el no reporte de esta información se debe a que los soportes de los gros han dificultado la entrega de la información, dentro del procedimiento conciliación de gros no existía procedimentalmente la remisión y almacenamiento de los soportes.</p>
<p>Resolución SSPD 1025 del 2 de abril de 2004 (Plan de Contabilidad)</p>	<p>Plan de cuentas: I semestre: 31 de julio, II semestre: 15 de febrero.</p> <p>Costos y gastos: I semestre: 31 de julio, II semestre: 15 de febrero.</p>	<p>Se presentó retraso en el formato de costos y gastos del primer semestre de 2011. El formato de costos y gastos anual no se ha reportado aún.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el retraso se debe a que Energía Social cambió su sistema contable a SAP implicando esto una adaptación al modelo de costos. Con estos cambios se presentaron algunas inconsistencias en el reporte, y por ende se optó por no reportar a tiempo.</p>

Resolución SSPD 20051300002395 del 14 de abril de 2005 (Información financiera)	Cuentas por Cobrar, cuentas por pagar (semestral).  Flujo de caja, estado de resultados proyectado, balance general proyectado (anual).	Se presentó retraso en el reporte de los formatos de Cuentas por Cobrar y Cuentas por Pagar del Primer Semestre de 2011.  Se encuentra pendiente el reporte de cuentas por cobrar y cuentas por pagar del segundo semestre de 2011. Estos formatos todavía no se encuentran habilitados en el SUI.  De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el anterior retraso se debe a que por error, la información quedó cargada en la Base de Datos del SUI, pero no fue certificada. Posteriormente, la Compañía procedió a certificar.
RUPS	Febrero de 2011	El reporte del RUPS presentó retraso en el 2011.

Analizando la base de datos del SUI, se determinó que para la vigencia del 2011, se efectuó cargue oportuno de la información de 27 formatos, cargue exatemporaneo de 91 y queda pendiente la información de dos formatos.

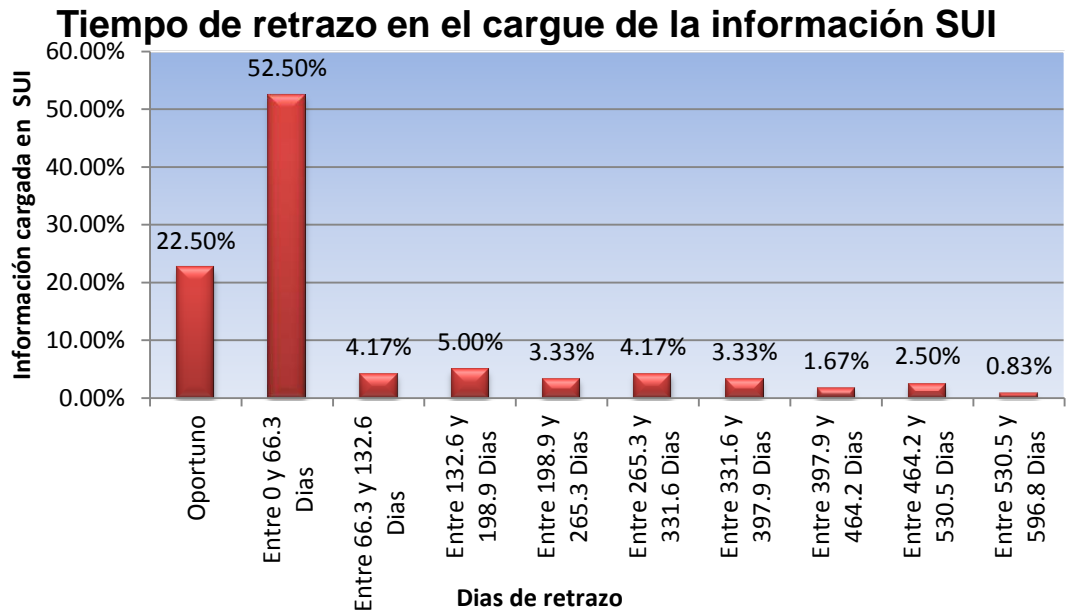
#### Oportunidad del cargue de información al SUI

	PENDIENTE	CERTIFICADO		Total
		Oportuno	Extemporaneo	
<b>Formatos</b>	2	27	91	120
<b>%</b>	2%	23%	76%	100%

El 52.5% , es decir 63 formatos, fueron cargados con un retraso entre 0 y 66.3 días, y el 22.5%, o 27 formatos, fueron cargados oportunamente ver siguiente tabla y figura.

#### Retraso en el cargue de información al SUI

	Clase	Frecuencia	%
Rango de tiempo de retraso en días	Oportuno	27	22.50%
	Entre 0 y 66.3 Dias	63	52.50%
	Entre 66.3 y 132.6 Dias	5	4.17%
	Entre 132.6 y 198.9 Dias	6	5.00%
	Entre 198.9 y 265.3 Dias	4	3.33%
	Entre 265.3 y 331.6 Dias	5	4.17%
	Entre 331.6 y 397.9 Dias	4	3.33%
	Entre 397.9 y 464.2 Dias	2	1.67%
	Entre 464.2 y 530.5 Dias	3	2.50%
	Entre 530.5 y 596.8 Dias	1	0.83%



## 7. CONTROL INTERNO Y MATRIZ DE RIESGOS

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución No 20061300012295 emitida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el 18 de abril de 2006, evaluamos por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, el razonable cumplimiento del Sistema de Control Interno de Electrificadora del Caribe S.A. E. S. P., según los criterios definidos por dicha Superintendencia para que el auditor de gestión y resultados establezca debilidades y fortalezas del control interno en la Compañía. El establecimiento y mantenimiento del control interno es responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad consistió en verificar su razonabilidad a través de nuestra evaluación efectuada siguiendo la encuesta definida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en la mencionada resolución.

Debido a las limitaciones inherentes a cualquier sistema de control empresarial, inexactitudes debidas a errores o fraude pueden presentarse y no ser detectadas. Así mismo, las proyecciones a períodos futuros de cualquier evaluación del sistema de control empresarial, están sujetas al riesgo de que el control empresarial pueda ser inadecuado debido a cambios en las condiciones, o a que el nivel de cumplimiento con las políticas y procedimientos se deteriore.

Como resultado de nuestra revisión efectuada siguiendo los criterios antes descritos, no observamos situaciones que hicieran suponer que la Compañía no hubiera dado cumplimiento razonable, en todo aspecto importante, al desarrollo y fortalecimiento de su sistema de control interno

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
ADMINISTRATIVO	Administración del personal	Estructura organizacional no acorde con los objetivos de la compañía	1	1	1
	Administración del personal	No definición de un Código de Conducta.	1	1	1
	Administración del personal	Baja ejecución del plan formativo de la compañía	1	1	1
	Administración del personal	Número de personal inadecuado para desarrollar las funciones	1	1	1
FINANCIERA	Planeación financiera	Cambios tarifarios	2	2	1
	Planeación financiera	Limitación de Suministro	1	2	1
	Planeación financiera	Falta de análisis financiero periodico que mida el cumplimiento de los objetivos trazados	1	2	1
	Planeación financiera	Caer en causal de disolución	3	3	2
	Contabilidad	Que la información financiera no refleje la situación real de la Compañía	1	2	1
	Presupuesto	Que no sean preparados con base a la información histórica real de la compañía	1	2	1
	Presupuesto	Fallas en la asignación de recursos para el cumplimiento de los objetivos estratégicos definidos	1	1	1
	Gestión de Tesorería	No pago de la Nación de los subsidios o FOES y que los usuarios se vean afectados por un mayor valor de la factura.	2	2	2
TÉCNICA OPERATIVA	Mantenimiento plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	Este riesgo es propio de una empresa que ejerce la actividad de distribución, el cual no es el caso de Energía social S.A E.S.P por ser una comercializadora.	1	1	1
	Inversión	Este riesgo es propio de una empresa que ejerce la actividad de distribución, el cual no es el caso de Energía social S.A E.S.P por ser una comercializadora.	1	1	1
	Calidad del servicio	Este riesgo es propio de una empresa que ejerce la actividad de distribución, el cual no es el caso de Energía social S.A E.S.P por ser una comercializadora.	1	1	1
	Calidad de la potencia	Este riesgo es propio de una empresa que ejerce la actividad de distribución, el cual no es el caso de	1	1	1

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
		Energía social S.A E.S.P por ser una comercializadora.			
	Pérdidas técnicas de energía	Este riesgo es propio de una empresa que ejerce la actividad de distribución, el cual no es el caso de Energía social S.A E.S.P por ser una comercializadora.	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No definición de política de exposición en bolsa	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No elaboración de convocatorias y análisis de estas mismas con base en la regulación	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No determinación de directrices de adjudicación	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No utilización del criterio regulatorio (precio) para la selección / deserción de convocatorias	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	Altos precios de contratación vrs bajos precios de bolsa de energía	1	2	1
	Venta de energía	Disminución de la demanda	2	2	1
	Pérdidas técnicas de energía	No ejecución del Plan de pérdidas definido en la Planeación estratégica	2	2	1
	Pérdidas técnicas de energía	No cumplimiento de la meta de pérdidas	1	2	1
	Pérdidas técnicas de energía	Deterioro del resultado del indicador de pérdidas	2	2	1
	Pérdidas técnicas de energía	Manipulación de los equipos totalizadores por parte de los clientes	1	3	1
	Recaudo	No cumplimiento de la meta de porcentaje de recaudo	3	3	2
	Recaudo	No definición y/o ejecución de un Plan estratégico para el Incremento al cobro	1	1	1
	Recaudo	Aumento significativo de la cartera	2	2	1

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
		vencida de la compañía.			
	Recaudo	No cumplimiento del porcentaje de recaudo relacionado con el Factor de Riesgo de Cartera que establece la CREG anualmente para Energía Social	2	2	2
	Recaudo	Alto índice de pobreza del territorio atendido	2	2	2
	Facturación	No desarrollo de un proceso de crítica	1	1	1
	Facturación	No aplicación de las tarifas publicadas	1	2	1
	Facturación	No realización del censo del carga	1	2	1
	Precios de energía	Aspectos climatológicos	2	2	1
EXTERNOS	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	No definición de un área encargada de realizar análisis a la normatividad.	1	2	1
	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	Reporte inoportuno al SUI	3	3	2
	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	Sanciones por intermedio de la Superintendencia por el no cargue oportuno de los formatos de la compañía	2	2	2
	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	Incumplimiento regulatorio de las metas de recaudo proyectadas.	2	2	2
	Legales (Demandas, Sanciones, etc)	No disposición de un área jurídica que lleve a cabo los procesos legales.	1	2	1

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa tiene un ebitda negativo lo que indica que sus costos y gastos operacionales superan el valor de sus ingresos.

Las pérdidas acumuladas superan en más del 50% su patrimonio neto evidenciando para la sociedad una causal de disolución.

La auditoría externa establece en su informe anual que la compañía Energía Social de la Costa mantiene un comportamiento no viable dentro de su estructura financiera:

***“...Viabilidad Financiera***

***Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión, con base en la aplicación de los procedimientos de auditoría y de lo requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 12295 de 2006 y basados en los resultados de sus estados financieros auditados, los resultados de sus variables y las proyecciones financieras estimadas por la Compañía y de nuestro análisis del valor presente del Flujo de Caja Libre descontado, de la generación interna de fondos frente al servicio a la deuda y los requerimientos de inversiones, de la cobertura de gastos financieros y del apalancamiento operativo y financiero, según los escenarios modelados, se infiere que la Empresa exterioriza una posición financieramente No viable en el escenario proyectado.”***

Los datos de PQR's y número de usuarios que hay reportados en el SUI, difieren notablemente con los que la empresa Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. reporto a la auditoria y en su informe de cierre de ejercicio 2011. Lo anterior refleja la necesidad de un plan de acción que lleve a la mejora del sistema de información que maneja el prestador del servicio.