

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE ENERGÍA
Bogotá, Agosto de 2013.**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. ANÁLISIS 2012

AUDITOR: Deloitte Asesores y Consultores Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1998 para desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$2.101.140.494.460 y tiene su sede principal en la ciudad de Barranquilla. Su última actualización en RUPS fue el día 5 de Enero de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
Sigla	Electricaribe S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	José García Sanleandro

Fuente: SUI

Composición accionaria:

Accionista	Tipo de acción	Porcentaje de participación
Unión Fenosa Internacional S.A.	Ordinarias	83,48%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora - Electrificadoras en liquidación	Ordinarias	5,64%
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S. A. E.S.P.	Ordinarias	3,87%
La Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Ordinarias	2,36%
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio SL	Ordinarias	1,90%
Otros Accionistas Minoritarios (184)	Ordinarias	2,76%

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Activo:

El Activo Total de la empresa se ubicó en \$4.435.477 millones y un incremento mínimo de 0,63% entre los años 2011 y 2012. Los principales movimientos del Activo se localizaron en la cuenta de Efectivo que termina con \$90.919 millones y un incremento del 114,75%; la cuenta de Deudores de Servicios Públicos con \$1.698.781 millones con un crecimiento 38,39%, en razón a los aumentos de la cartera de zonas especiales y un menor recaudo de lo presupuestado; la cuenta de Provisión de

Deudores de Servicio de energía, creció \$120.745 millones un 17.12%, totalizando \$824.063 millones en 2012; también hay crecimiento de la Cuenta Propiedad Planta y Equipo en un 2,22%, correspondiente a inversiones netas en activos fijos. Otras cuentas con variaciones importantes fueron Inversiones con una disminución de -56,48% y la cuenta de Valorizaciones que tuvo una corrección del -11,31% por las metodologías de avalúo aplicadas.

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$4.435.477.404.015	\$4.407.889.586.683	0,63%
Activo Corriente	\$1.030.787.449.541	\$1.035.019.735.641	-0,41%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.669.804.955.047	\$2.611.862.879.111	2,22%
Inversiones	\$48.128.861.164	\$110.582.372.333	-56,48%
Pasivo	\$2.383.069.818.967	\$2.364.604.317.142	0,78%
Pasivo Corriente	\$787.444.390.729	\$1.019.703.282.088	-22,78%
Obligaciones Financieras	\$1.158.848.378.873	\$1.064.629.358.111	8,85%
Patrimonio	\$2.052.407.585.048	\$2.043.285.269.541	0,45%
Capital Suscrito y Pagado	\$2.101.140.494.460	\$2.101.140.494.460	0,00%

Fuente: SUI

En cuanto a las cuentas más importantes del Activo se encuentra: Deudores Servicios Públicos \$1.752.717 millones un 39,52%; Provisión de Deudores Servicios Públicos \$824.063 millones un -18.58%; Propiedad Planta y Equipo \$2.669.804 millones un 60.19% y la cuenta de Valorizaciones \$433.674 millones un 9.78%.

Pasivo:

El Pasivo Total asciende a \$2.383.069 millones y revela un crecimiento de apenas el 0,78%. Las Obligaciones Financieras corresponden a \$1.158.848 millones con un aumento del 8,85% explicado por las nuevas obligaciones financieras que la empresa requirió para atender los planes de inversión.; las Cuentas por Pagar con un valor menos significativo de \$475.359 millones, tuvieron un decrecimiento del -7,70% debido a la disminución del recaudo a favor de terceros y las cuentas por pagar para la adquisición de bienes servicios restaron en un 21,18%.

Las cuentas más representativas del Pasivo en términos del Activo son: Financiamiento Interno 26,13%; Cuentas por Pagar 10,72%, y Pasivo Estimados y Provisiones con un 16,35%, explicado por las provisiones para pensiones que es un 62,39% de esta cuenta. El Pasivo Total es el 53,73% del Activo.

Patrimonio:

El Patrimonio de la empresa es de \$2.052.407 millones y muestra un aumento mínimo de 0,45% entre el 2011 y 2012. Las cuentas con mayor variación fueron la de Resultados de Ejercicios Anteriores -\$733.688 millones que disminuyó en un -9,58% explicado por las utilidades generadas por la empresa en el 2011; la cuenta de Superávit por Valorización corrige un -11,32% por las metodologías de avalúo de los activos. Las cuentas más representativas del Patrimonio en términos del Activo son:

Capital Suscrito y Pagado 47,37%, Resultado de Ejercicios Anteriores -16,54% y Superávit por Valorización 9,78%. El Patrimonio Total es el 46,27% del Activo.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$2.561.835.555.034	\$2.402.567.641.357	6,63%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.016.687.974.334	\$1.877.664.267.829	7,40%
GASTOS OPERACIONALES	\$405.410.451.925	\$398.367.730.128	1,77%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$139.737.128.775	\$126.535.643.400	10,43%
OTROS INGRESOS	\$36.929.723.590	\$35.810.972.920	0,00%
OTROS GASTOS	\$112.267.279.649	\$84.732.999.416	32,50%
GASTO DE INTERESES	\$98.798.297.133	\$75.265.181.293	31,27%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$64.480.532.909	\$77.700.271.438	-17,01%

Fuente: SUI

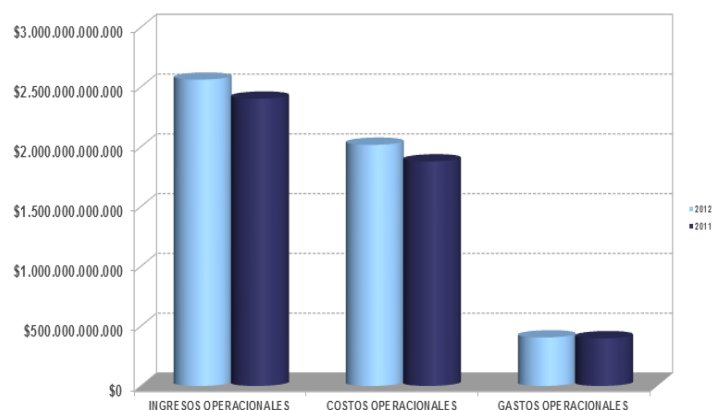
Los Ingresos Operacionales tuvieron un incremento del 6,63% pasando de \$2.402.567 millones a \$2.561.835 millones entre 2011 y 2012. Este crecimiento vegetativo es inferior a lo proyectado en el plan estratégico de la empresa debido que la tasa de crecimiento de la demanda, la meta de clientes, las pérdidas de mercado y la meta inversiones no han sido cumplidas, explica el Auditor Externo de la empresa.

La estructura de Costos Operacionales paso de \$1.877.664 millones a \$2.016.687 millones de 2011 a 2012 con un incremento porcentual de 7,40%, mayor al de los Ingresos Operacionales, especialmente por el valor del costo de bienes y Servicios Públicos. Los Gastos Operacionales presentaron un crecimiento mucho menos acelerado llegando a ser \$405.410 millones y una variación del 1,77% por los ajustes administrativos de la operación; arrojando como resultado operativo para el 2012 \$139.737 millones de Utilidad Operacional y un crecimiento de solo un 10,43% respecto al resultado del año anterior.

En relación a los Ingresos No Operacionales estos tienen un crecimiento entre los años 2011 y 2012 de 3,12%. Sobre estos ingresos, provienen en general por el cobro de intereses por financiación de usuarios y recuperaciones.

A diferencia de los Ingresos no Operacionales, los Gastos no Operacionales crecen en un porcentaje considerable de 32,50% siendo estos en 2011 \$84.732 millones y en 2012 \$112.267 millones. Los gastos no Operacionales en su mayor porcentaje corresponden a Gastos por Intereses que para el 2012 corresponden a \$98.798 y su crecimiento fue el 31,27%, advertido por el aumento de sus obligaciones financieras. La utilidad Neta de la empresa reduce en un 17,01% entre el 2011 y 2012 debido a los mayores gastos financieros presentados en el último periodo. La Utilidad operacional 2012 fue de \$64.480 millones, lo que corresponde a un margen Neto del 2,52% comparado al del año anterior del 3,23%.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,3	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	249,9	238,6
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39,3	53,1
Activo Corriente Sobre Activo Total	23,24%	23,48%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	53,7%	53,6%
Patrimonio Sobre Activo	46,3%	46,4%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	33,0%	43,1%
Cobertura de Intereses – Veces	2,5	3,2
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	247.692.349.750	238.272.922.916
Margen Operacional	9,7%	9,9%
Rentabilidad de Activos	5,6%	5,4%
Rentabilidad de Patrimonio	12,7%	12,1%

Fuente: SUI

Liquidez

La empresa presenta mejoría solo en uno de sus indicadores de Liquidez en 2012, la razón corriente, que pasa de 1,0 veces en 2011 a 1,3 veces en 2012. En cuanto a las rotaciones, la de cartera, tuvo una desmejora pasando de 238 días a 249 días y la de cuentas por pagar, disminuyó sus días pasando de 53 a 39, lo que genera un ciclo de efectivo más largo para la empresa. Respecto a la proporción del activo corriente su variación fue mínima entre 2011 y 2012, terminando en el 23.24%.

La empresa tiene un ciclo operacional alto de 211 días para el 2012, con un crecimiento de 25 días comparado con el 2011. Su razones de liquidez no son óptimas y según la información suministrada por el Auditor Externo su recaudo es del 89.3% en 2012. Con esta tendencia para la empresa, mejorar sus razones de liquidez será una tarea prioritaria, sobre todo en lo concerniente a su ciclo operacional.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento de la empresa pasa del 53,6% en 2011 a 53,7% en 2012, incremento mínimo que no tiene un impacto importante en la estructura de la empresa; el indicador del pasivo corriente/pasivo total tiene un cambio pasando de 43,1% en 2011 a 33,0% en 2012, mejorando su estructura de deuda de corto plazo y la razón corriente; en cuanto a la cobertura de intereses genera una prevención pasando de 3,2 a 2,5 veces entre el 2011 y 2012. La cobertura de intereses mostrada es marginal y sensible a los riesgos del negocio.

En la evaluación de proyecciones financieras de la empresa, el Auditor Externo presenta que la estructura de costos y gastos es adecuada, pero de riesgo por las fluctuaciones que se puedan presentar en caso de no cumplirse con los supuestos operativos del negocio.

Rentabilidad

El Ebitda tiene un crecimiento vegetativo entre el 2011 y 2012 pasa de \$238.272 millones a \$247.692 millones fundamentado en las depreciaciones y la utilidad operacional, sin embargo, el Ebitda en 2012 no supera un 6% de los Activos de la empresa. Se evidencia un mejoramiento del ya bajo margen operacional Ebitda que pasa del 9,9% al 9,7%, y en esta misma tendencia la rentabilidad de los activos (ROA) y del patrimonio (ROE) son bajos pasando de 1,76% a 1,45% y 3,80% a 3,14% para el 2011-2012 respectivamente.

La rentabilidad de la empresa expresada en el margen Ebitda no es considerable para el nivel de riesgo de la empresa y sobre la misma interpretación los niveles de ROA y el ROE muestran utilidades marginales, y evidencian que la estructura de valor a través de la operación no es óptima, menos cuando la utilidad operacional se enfrenta a la estructura de gastos financieros de la empresa.

Es preciso mencionar que la razón de Activos Fijos/ Ingresos, es 0,96, lo que indica que el nivel de ingresos no supera la inversión en activos fijos de la empresa. La eficiencia de este indicador es marginal reconociendo: 1. Que hay un nivel importante de activos fijos que no son productivos y/o 2. Que los activos fijos no remuneran eficientemente, comparándose al nivel de ingresos registrado por la empresa.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Inversiones

Se ha realizado por parte de esta Superintendencia un seguimiento estricto al plan de expansión de corto, mediano y largo plazo del STR de Electricaribe, donde, al corto plazo se tienen 53 proyectos con un porcentaje de finalización del 64% (34 proyectos) a diciembre de 2012, se espera que para diciembre de 2013 se alcance un 92% de finalización (46 proyectos), según lo proyectado por el prestador.

Tabla 3.1 Análisis de los proyectos a corto plazo Electricaribe S.A.ESP

Depto.	Proyecto	Finalizado	% de finalización	Pendientes	Fecha Estimada de finalización
Atlántico	6	4	67%	2	sep-13
Bolívar	10	5	50%	2	jun-13
				3	2014
Cesar	4	2	50%	1	jun-13
				1	2014

Córdoba	6	1	17%	4	jun-13
				1	sep-13
La Guajira	1	1	100%	0	
Sucre	5	3	60%	1	dic-13
				1	jul-05
Magdalena	5	4	80%	1	jun-13
Varios deptos	16	14	88%	2	jun-13
Total	53	34	64%	19	

Fuente: Matriz de indicadores – Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe

Tabla 3.2. Listado de los proyectos a corto plazo Electricaribe S.A. ESP

No.	Depto.	Proyecto	Fecha de Inicio	Fecha Final	Avance a 31/12/12
1	Atlántico	Ampliación de Capacidad de Transformación Subestación Termoflores	14/09/2009	08/03/2012	100%
2	Atlántico	Ampliación de Capacidad de Transformación Subestación Malambo	19/07/2010	12/06/2013	78%
3	Atlántico	Construcción de Nueva Subestación Juan Mina 110kV y línea nueva barranquilla – Juan Mina	19/07/2010	04/04/2013	Subestación 100% Línea 110 kV 74%
4	Bolívar	Ampliación capacidad de transformación Subestación Chambacú	16/03/2010	18/02/2011	100%
5	Bolívar	SE Bosque 220 kV y ampliación capacidad de transformación Bosque	18/02/2010	11/09/2011	100%
6	Atlántico	Ampliación capacidad de transformación Subestación Candelaria	23/07/2010	30/07/2013	84%
7	Bolívar	Ampliación capacidad de transformación Subestación Villa Estrella	01/07/2011	08/04/2012	100%
8	Bolívar	Construcción de Nueva Subestación Manzanillo	01/07/2010	12/12/2014	32%
9	Magdalena	Construcción de Nueva Subestación Manzanares	04/05/2010	04/04/2011	100%
10	Magdalena	Ampliación capacidad de transformación Subestación Zawady	01/07/2010	20/05/2013	86%
11	Magdalena	Ampliación transformación 220/110 kV Fundación		2012	100%
12	Magdalena	Ampliación Transformación 34,5/13,8 kV en Santa Marta		2012	100%
13	Sucre	Ampliación capacidad de transformación Subestación Sincelejo Planta	18/08/2010	31/01/2011	100%
14	Córdoba	Ampliación capacidad de transformación Subestación Pradera	27/08/2010	31/01/2011	100%
15	Córdoba	Ampliación Transporte Línea Río Sinú- Pradera	19/07/2010	04/06/2013	72%
16	Córdoba	Ampliación transformación Subestación Cereté	19/07/2010	10/06/2013	82%
17	Córdoba	Ampliación transformación Subestación Río – Sinú	20/07/2010	12/06/2013	79%
18	Cesar	Ampliación transformación Subestación Salguero	04/05/2010	04/05/2011	100%
19	Cesar	Construcción Nueva Subestación La Loma	01/02/2011	01/06/2015	15%
20	Cesar	Ampliación transformación Subestación San Juan	19/07/2010	28/05/2013	82%
21	Cesar	Optimización de Capacidad Instalada Transformadores de Potencia	01/07/2011	07/08/2012	100%
22	Sucre	Construcción de nueva S/E La Mojana 110/kV, LN 110 kV San Marcos-La Mojana y ampliación 110 kV Subestación San Marcos	04/02/2010	30/09/2013	93%
23	Sucre	Instalación de Celda a nivel 13,8kV en Subestación Tolú	01/04/2011	24/04/2012	100%
24	La Guajira	Reemplazo Transformador Riohacha	27/05/2011	21/05/2012	100%
25	Bolívar	Ampliación de Capacidad de Transformación subestación Bayunca	01/02/2011	30/04/2012	100%
26	Bolívar	Reposición transformador No 2 Subestación Chambacú	01/03/2011	27/05/2013	62%
27	Bolívar	Ampliación transformación Subestación Bosque (Trafo Bosque 3)	01/02/2011	12/02/2012	100%
28	Magdalena Bolívar	Proyectos Conexión Estado	01/07/2010	08/08/2012	100%
29	Varios	Arquitectura de Red	01/04/2011	16/12/2011	98%
30	Varios	Proyectos conexión AR	01/04/2011	15/04/2012	100%
31	Bolívar	Reubicación S/E El Carmen	12/04/2010	25/01/2013	94%

No.	Depto.	Proyecto	Fecha de Inicio	Fecha Final	Avance a 31/12/12
32	Sucre	Línea 110 kV Chinú – Boston	01/07/2010	01/07/2013	63%
33	Bolívar	Reposición Cable de potencia LN 622-620	16/05/2011	28/08/2013	57%
34	Córdoba	Compensación Capacitiva Subestación Cereté	01/04/2011	03/08/2012	90%
35	Córdoba	Compensación Capacitiva Subestación Curumani	01/04/2011	23/10/2012	96%
36	Varios	Identificación de Torres	01/01/2011	30/03/2012	85%
37	Varios	Racionalización de S/Es y Líneas	01/01/2011	15/04/2012	100%
38	Varios	Repotenciación de Transformadores usados.	01/01/2011	15/12/2012	90%
39	Disponible para todos	Subestación Móvil / Transformador / Carretón 13,8 kV	13/06/2011	12/06/2013	50%
40	Bolívar	Recuperación Subestación Gambote	01/03/2011	19/06/2014	55%
41	Atlántico	Recuperación S/E Campo de la Cruz y Redes del Sur de Atlántico	01/01/2011	10/08/2011	100%
42	Sucre	Recuperación Subestación Tolujajo	01/01/2011	25/03/2012	95%
43	Varios	Conexión Proyectos Nación	01/03/2011	15/12/2011	76%
44	Varios	Adecuación de Líneas y Circuitos	01/01/2011	15/12/2011	100%
45	Varios	Optimización de la Red	01/01/2011	29/06/2011	100%
46	Varios	Instalación DPFs en Líneas a 34,5 kV	01/01/2011	28/11/2011	100%
47	Varios	Inversión en Transformadores de Distribución	01/01/2011	29/12/2011	100%
48	Varios	Reconectores y Switches	01/01/2011	29/12/2011	100%
49	Varios	Trocha y Protección de Líneas y Circuitos	01/01/2011	13/12/2011	64%
50	Varios	Actualizaciones Sistemas de Telecontrol	01/01/2011	29/12/2011	100%
51	Varios	Modernización Protecciones y Control	01/01/2011	29/12/2011	100%
52	Varios	Adecuación de Red Secundaria	01/04/2011	16/12/2011	96%
53	Atlántico	Proyecto Renovación Scada	31/01/2011	08/12/2011	100%

Fuente: Matriz de indicadores – Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe

En cuanto a los proyectos a mediano y largo plazo, se tienen un total de 31, de los cuales un 58% se espera sean terminados para el año 2014, 16 % para el año 2015, el resto de ellos será finalizado para el año 2013, de acuerdo a lo expuesto por el prestador.

Tabla 3.3 Proyectos a mediano y largo plazo Electricaribe S.A. ESP

Depto.	Proyectos
Atlántico	7
Bolívar	8
Cesar	2
Córdoba	7
La Guajira	3
Sucre	2
Magdalena	2
Total	31

Fuente: Matriz de indicadores – Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe

Tabla 3.4. Listado de los proyectos a mediano y largo plazo Electricaribe S.A.ESP

No.	Depto.	Proyecto	Fecha Final
1	Atlántico	Ampliación transformación en Sabanagrande 34,5 kV/13,8 kV	2014
2	Atlántico	Habilitación línea El Río – Riomar en doble circuito	
3	Atlántico	Segundo transformador El Río 110/34,5 kV 125 MVA	
4	Atlántico	Línea Subterránea Termoflores – Centro 110 kV	2014
5	Atlántico	Apertura de Barras en TEBSA	2014
6	Atlántico	Subestación Caracolí 220/110 kV	2014
7	Atlántico	Subestación Buenavista 110 kV encapsulada y Línea Nueva Barranquilla – Buenavista subterránea	2014
8	Magdalena	Ampliación de transformación 34,5/13,8 kV Aeropuerto	2014
9	Cesar	Nuevo circuito 34,5 kV Copey – Bosconia	2014
10	Magdalena	Ampliación de Transformación en Bonda	2014
11	La Guajira	Ampliación de Transformación en Maicao	2015

No.	Depto.	Proyecto	Fecha Final
12	La Guajira	Línea Riohacha – Maicao, Cambio de TC's en Maicao a 110 kV a 400/5, Instalación de bancos de compensación capacitiva de 10 MVARs en Riohacha y Maicao	
13	Cesar	Subestación Pailitas 500/110734,5 kV, Línea Pailitas – El Banco a 110 kV, Línea El Paso – La Loma a 110 kV	2014
14	La Guajira	Tercer transformador en Cuestecita 220/110 kV	2014
15	Bolívar	Instalación de Transformador 66/13,8 kV en subestación Cartagena 45 MVA	2013
16	Bolívar	Ampliación transformación Membrillal	2014
17	Bolívar	Reemplazo de transformador de Mompox 40/15/25 MVA	2014
18	Bolívar	Ampliación transformación San Jacinto	2014
19	Bolívar	Línea Sabanalarga – Calamar 110 kV, Subestación Calamar 110/68 kV 60 MVA – Línea Calamar – Zambrano	
20	Bolívar	Subestación Bayunca – Loma Arena 34,5 kV y Subestación Loma Arena	2015
21	Bolívar	Reemplazo Transformador Bosque 01 y Bosque 2	2015
22	Bolívar	Segundo circuito Ternera – Gambote	
23	Sucre	Reconfiguración corredor Bostón – Sierra Flor – El Cortijo – Sincelejo Planta a 34,5 kV	2014
24	Sucre	Reconfiguración LN Sincelejo Planta – Ovejas 34,5 kV	2014
25	Córdoba	Compensación capacitiva Loricá 8 MVAR – 34,5 kV	2014
26	Córdoba	Compensación capacitiva Ayapel 3 MVAR – 34,5 kV	2014
27	Córdoba	Compensación capacitiva Colomboy 3 MVAR – 34,5 kV	2014
28	Córdoba	Instalación de Transformador Cerromatoso 500/110 kV 150 MVA	2014
29	Córdoba	Tercer transformador Chinú 500/110 kV 150 MVA	2013
30	Córdoba	Subestación Montería 220/110 kV 2 x 150 MVA	2015
31	Córdoba	Subestación Cereté 110/34,5/13,8 kV 80/30/30 MVA y reconfiguración Línea Chinú – Montería en Chinú – Cereté, Cereté – Montería (de 6 km en doble circuito)	2015

Fuente: Matriz de indicadores – Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe

Mantenimiento y operación

En el acuerdo de mejoramiento firmado el pasado mes de agosto de 2012 entre el prestador y la SSPD, se solicitó a Electricaribe implementar un esquema de mantenimiento centrado en confiabilidad.

Actualmente se encuentra en proceso de implementación de la herramienta SAP PM en su versión 6.0 para la gestión de los planes de mantenimiento de las áreas Alta tensión - AT y Media Tensión – MT, que les permitirá tener un entorno sistémico para la planificación y gestión de sus planes de trabajo produciendo mejoras sustanciales tanto en los indicadores de calidad como la optimización. Se espera que se encuentre en total operación para finales de julio de 2013.

Calidad del servicio

En materia de calidad del servicio se observan mejoras significativas en los resultados de los índices de calidad de la regulación actual (ITAD - *Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad* - IRAD *Índice de Referencia de la Calidad media*) y el índice de calidad SAIDI (tiempo total promedio de interrupción del servicio), que demuestran que los problemas que la empresa presentaba en años anteriores en relación a calidad del servicio tienden a mejorar.

En relación al cumplimiento de la regulación actual sobre calidad media del servicio de distribución de energía eléctrica establecida por la CREG (ITAD - IRAD) a través de la Resolución CREG 097 de 2008, se evidenció evolución positiva en los resultados de los indicadores ITAD en los niveles de tensión 1 y el nivel de tensión agregado 2-3.

Es importante aclarar, que si el ITAD está por debajo del IRAD y su valor tiende a cero, se evidencia una mejora de la calidad; si por el contrario, el ITAD supera el IRAD se evidencia un deterioro de la calidad del servicio. Estos indicadores se miden para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 y 3 de manera agregada.

Electricaribe fue autorizada para aplicar el nuevo esquema de calidad a partir del tercer trimestre de 2011, durante estos seis meses del 2011, el ITAD del nivel de tensión 1 estuvo un promedio de 3% por debajo del IRAD, mientras que durante el año 2012 el ITAD estuvo en promedio un 13% por debajo del valor del IRAD, con lo cual se evidencia una mejora en la calidad del servicio en términos generales. Excepto por los resultados del primer trimestre del 2012, el resultado del indicador ha cumplido con la meta regulatoria.

En el nivel de tensión agregado 2-3, la calidad fue aún mejor que en el nivel de tensión 1, se evidenció una mejora del servicio desde comienzo de la aplicación del esquema de calidad; en todos los trimestres el valor de ITAD es inferior al del IRAD. En promedio durante 2011 el ITAD fue un 31% inferior al valor del IRAD, mientras que durante 2012 fue de un 39% por debajo del IRAD.

Calidad de la potencia

En virtud de los resultados obtenidos en los años 2009 y 2010 y como parte fundamental de seguimiento de la calidad de la potencia, se solicitó a ELECTRICARIBE S.A E.S.P, realizar las mediciones de la calidad de la potencia eléctrica por un período de 7 días continuos con tiempos de agregación de 10 minutos, para cada barra correspondiente a los niveles de tensión 2,3 y 4 con el fin de verificar el cumplimiento de la resolución CREG 024 de 2005 sobre la sobre la calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, en especial el parámetro que mide la distorsión armónica de voltaje total – THV o distorsión de la onda estándar y el parámetro de tensión de estado estacionario que mide si la tensión está en un rango del 90% al 110% de la tensión nominal.

Distorsión armónica de la onda de tensión – THDV

Analizada la información enviada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se encontró que para la semana del 23 al 29 de enero de 2012 en las siguientes poblaciones hay algunos problemas de transitorios de tensión o THDV, que provocan aumento de pérdidas y calentamiento en equipos eléctricos, sobrecalentamiento de equipo rodante, transformadores y conductores eléctricos, así como fallas en aislamientos de equipos eléctricos Ver ilustración 7.

Ilustración 3.1. Puntos con distorsión armónica de voltaje – THDV fuera de rango

PUNTOS CON DISTORSIÓN ARMÓNICA DE VOLTAJE – THDV, FUERA DE RANGO.



Tensión de estado estacionario.

Se encontraron problemas de tensión de estado estacionario, que pueden provocar los siguientes efectos: Salida de operación de motores y equipos electrónicos, cambios de velocidad en máquinas de inducción, y variación de la luz visible de algunos dispositivos de iluminación de vieja tecnología puede ser reducida o aumentada. En la ilustración 8 se muestran los puntos donde se presentaron tensión de estado estacionario fuera de rango.

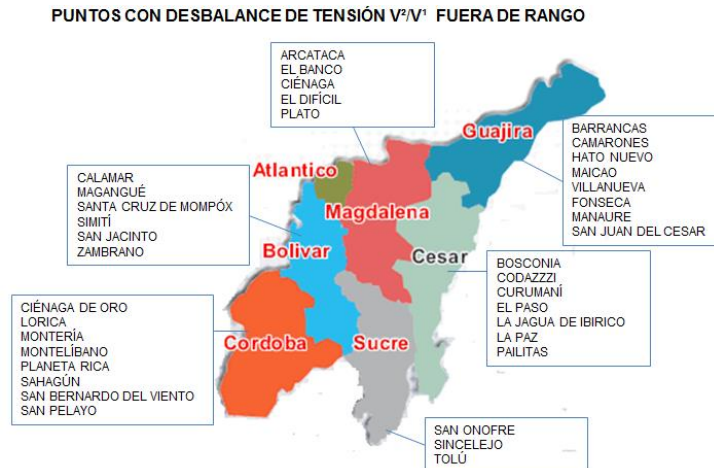
Ilustración 3.2. Puntos con tensión de estado estacionario fuera de rango.



Desbalance de tensión V^2/V^1

A continuación se muestra los puntos que presentaron el parámetro de desbalance de tensión V^2/V^1 , fuera de rango. Dicho parámetro caracteriza la magnitud y asimetrías del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación de estado estable y que producen los siguientes efectos: Reducción en la capacidad efectiva de los motores, reducción en la vida útil del aislamiento de los motores por sobrecalentamiento y en algunos rectificadores se aumenta la distorsión armónica de corriente.

Ilustración 3.3. Puntos con desbalance de tensión V^2/V^1 fuera de rango.



Factor de potencia

El control del factor de potencia recae sobre el operador de la red quien deberá propender porque sea igual o superior a 0.9 según la resolución CREG 047 de 2004.

Del análisis de calidad de la potencia entregado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se encontró un total de 180 puntos medidos, 62 con factor de potencia fuera de rango, lo que corresponde a un 34%. Este incumplimiento puede producir los siguientes efectos en el sistema: Incremento de pérdidas en líneas y redes, exceso de cargabilidad en los conductores y problemas de regulación de tensión.

Como consecuencia de la gestión de vigilancia, la DTGE evidenció presuntos incumplimientos por parte de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., remitiendo a la dirección de investigaciones nueve (9) informes técnicos de gestión en los que recomendó el inicio de investigación, tal como se señala.

Cuando existen deficiencias en la calidad de la potencia suministrada, el OR tendrá un plazo máximo de 30 días hábiles a partir de la detección de la existencia de una deficiencia en la calidad de la potencia suministrada para identificar al usuario causante de la misma. Si vencido este plazo no lo ha identificado, el OR deberá proceder a corregir dicha deficiencia resolución CREG 016 de 2007.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Suscriptores

De acuerdo con la información existente en el Sistema Único de Información –SUI-, la empresa hasta mayo de 2012, tenía un total de 1.779.115 suscriptores, presentando un incremento del 18% con respecto al año anterior (ver tabla 4.1.1).

Tabla 4.1.1 Número de suscriptores

	Número de usuarios
Total Residencial	1,678,209
Total No Residencial	100,906

Fuente: SUI

El número de suscriptores residenciales para este mismo período fue de 1.678.209, presentando un incremento del 17% con respecto al año 2011 y el número de suscriptores no residenciales fue de 100.906, presentando una disminución del 2,3% con respecto al año 2011.

El número de suscriptores residenciales se encuentra distribuido en los distintos sectores socioeconómicos según se muestra en la tabla 4.1.2.

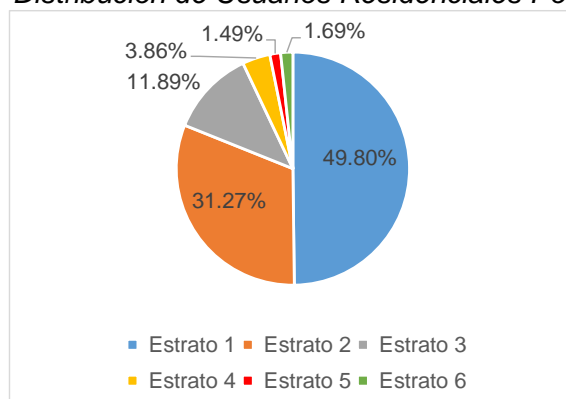
Tabla 4.1.2 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de usuarios
Estrato 1	835,802
Estrato 2	524,822
Estrato 3	199,508
Estrato 4	64,784
Estrato 5	24,981
Estrato 6	28,312

Fuente: SUI

Como se observa en la gráfica 4.1.1, cerca del 81% de los usuarios pertenecen a los estratos 1 y 2, el estrato 3 representa el 12%, mientras que aproximadamente un 3% corresponde a los estratos 5 y 6.

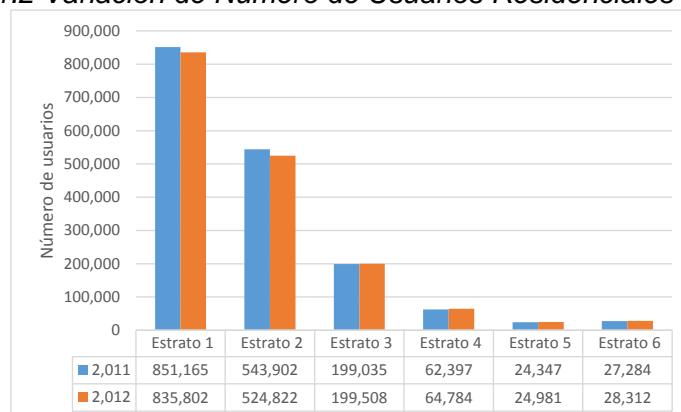
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

En la gráfica 4.1.2 se observa que en los estratos 1 y 2 se presentó una disminución del número de suscriptores del 1,8% y 3,5% respectivamente con respecto al año anterior, mientras que el principal incremento en el número de usuarios se registró en el estrato 4, con el 3,8% con respecto año 2011.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

El número de suscriptores no residenciales se encuentra distribuido en los distintos sectores según se muestra en la tabla 4.1.3. en la que se observa que el sector con mayor participación es el Comercial de los usuarios no residenciales.

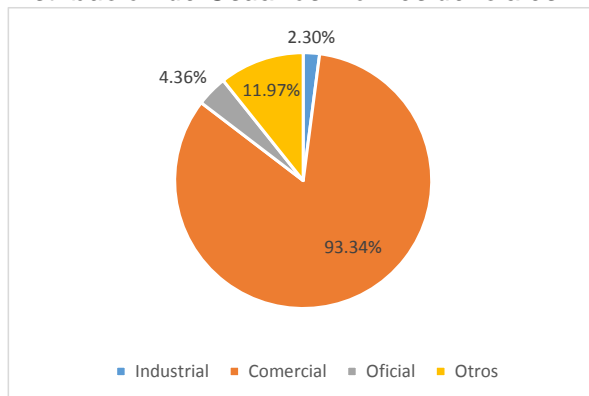
Tabla 4.1.2 Distribución De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios
Industrial	2,071
Comercial	84,119
Oficial	3,927
Otros	10,789

Fuente: SUI

De acuerdo con la gráfica 4.1.3, más del 93% de los suscriptores no residenciales de la empresa pertenecen al sector comercial, mientras que solo un 2,3% corresponde al sector industrial.

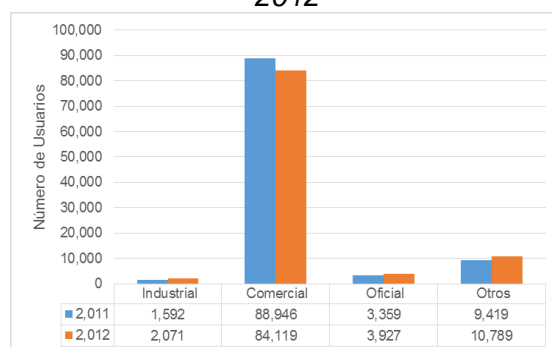
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

Es importante resaltar que en el sector comercial se registró una disminución en el número de suscriptores del 5,4% con respecto al año de 2011, mientras que en los demás sectores se presentaron incrementos en el número de suscriptores con respecto al mismo año: sector industrial, 30%, sector oficial, 17% y otros, 14% (ver gráfica 4).

Gráfica 4.1.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

Como se observa en la tabla 4.1.4, distribución de suscriptores por departamento, el mayor número de suscriptores para el año en estudio, tanto residencial como no residencial, corresponde al departamento del Atlántico, seguido de los departamentos de Bolívar y Córdoba. El departamento con el menor número de suscriptores es La Guajira.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	Datos	2012
ATLANTICO	Residencial	424,981
	No Residencial	25,262
BOLIVAR	Residencial	351,174
	No Residencial	19,703
CESAR	Residencial	147,213
	No Residencial	9,078
CORDOBA	Residencial	314,915
	No Residencial	18,924
LA GUAJIRA	Residencial	92,727
	No Residencial	7,680
MAGDALENA	Residencial	176,915
	No Residencial	11,832
SUCRE	Residencial	170,284
	No Residencial	8,427
Total Residencial		1,678,209
Total No Residencial		100,906

Fuente: SUI

Consumos

La energía consumida por los usuarios de la empresa en el año 2012 fue de 6.544 GWh, presentando una disminución de 334 GWh con respecto al año inmediatamente anterior.

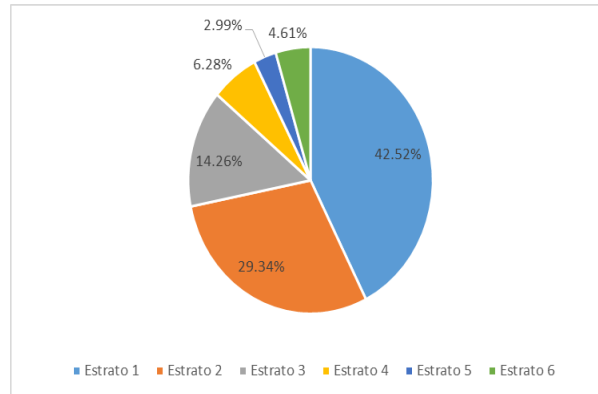
Tabla 4.1.5 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Residencial	Kwh
Estrato 1	1,867,645,499
Estrato 2	1,288,538,051
Estrato 3	626,396,963
Estrato 4	276,019,850
Estrato 5	131,201,487
Estrato 6	202,338,364
Total Residencial	4,392,140,214

Fuente: SUI

Como se observa en la gráfica 4.1.5, cerca del 86% del consumo de los usuarios pertenecen a los estratos 1, 2 y 3, mientras que aproximadamente un 8% corresponde a los estratos 5 y 6.

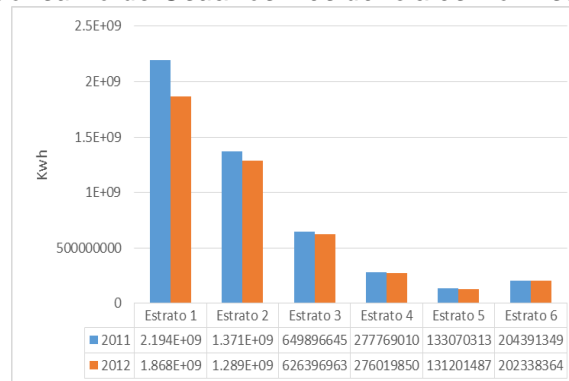
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

En la gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos hubo disminución del consumo con respecto al año anterior. La mayor reducción se presentó en el estrato 1 con un 15% de consumo menor al del año 2011.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

El consumo en el sector no residencial aumentó en el año 2012 con respecto al año anterior en un 5% (ver tabla 4.1.6).

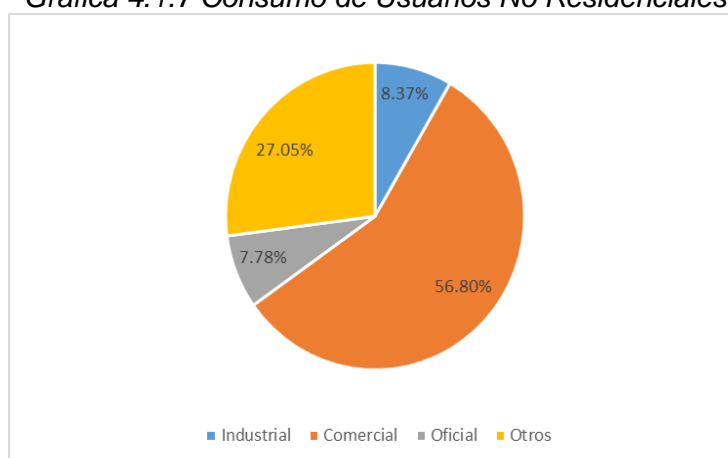
Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

No Residencial	kwh
Industrial	180,260,543
Comercial	1,222,525,413
Oficial	167,442,258
Otros	582,249,019
Total No Residencial	2,152,477,233

Fuente: SUI

Como se observa en la gráfica 7, el consumo del sector comercial correspondió al 57% del total de la demanda de energía del año, y de esta un 8,4% correspondió al sector industrial y un 7,8% al sector oficial.

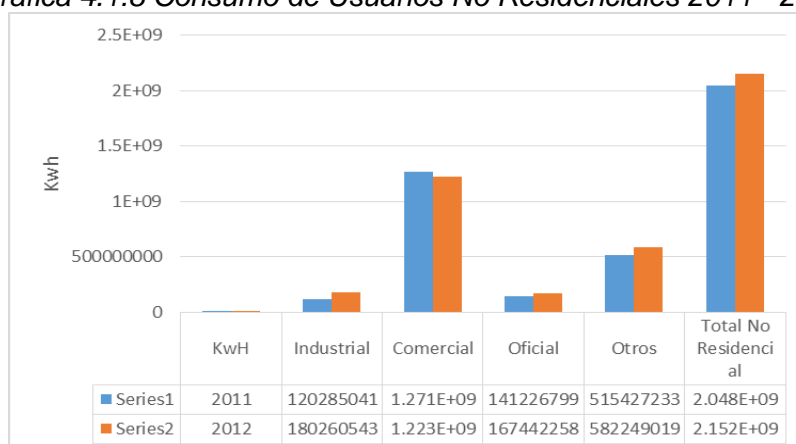
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

Se observa que en el sector comercial se registró una disminución en el consumo equivalente al 3,7% con respecto al año 2011, mientras que en los demás sectores se presentaron incrementos en el consumo con respecto al mismo año. El sector industrial aumentó el consumo en un 50% mientras que el sector oficial lo hizo en un 17% (ver gráfica 4.1.8).

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

Atención al cliente

Número de puntos de atención

De acuerdo con la información obtenida de la página Web de ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P., se cuenta con 26 puntos de atención permanentes, ubicados en diversos municipios del área de influencia de la Empresa, los cuales se indican a continuación:

Punto de Atención	Ciudad	Departamento
Centro de Atención Riohacha	Riohacha	Guajira
Centro de Atención San Juan del Cesar	San Juan del Cesar	Guajira
Centro de Atención Santa Marta	Santa Marta	Magdalena
Centro de Atención Ciénaga	Ciénaga	Magdalena
Centro de Atención Fundación	Fundación	Magdalena
Centro de Atención El Banco	El Banco	Magdalena
Centro de Atención Villa Country	Barranquilla	Atlántico
Centro de Atención Puerto Colombia	Puerto Colombia	Atlántico
Centro de Atención Soledad	Soledad	Atlántico
Centro de Atención Sabanalarga	Sabalarga	Atlántico
Centro de Atención Valledupar	Valledupar	Cesar
Centro de Atención Agustín Codazzi	Codazzi	Cesar
Centro de Atención Curumani	Curumani	Cesar
Centro de Atención Turbaco	Turbaco	Bolívar
Centro de Atención Magangué	Magangué	Bolívar
Centro de Atención El Carmen de Bolívar	Turbaco	Bolívar
Centro de Atención Lorica	Lorica	Córdoba
Centro de atención Tolú	Tolú	Córdoba
Centro de Atención Montería	Montería	Córdoba
Centro de Atención Cereté	Cereté	Córdoba
Centro de Atención Sahagun	Sahagun	Córdoba
Centro de Atención Planeta Rica	Rica	Córdoba
Centro de Atención Montelibano	Montelibano	Córdoba
Centro de Atención Sincelejo	Sincelejo	Sucre
Centro de Atención San Marcos	San Marcos	Sucre
Centro de Atención Corozal	Corozal	Sucre

Pérdidas

Las características del mercado que atiende la Empresa, en el cual la mayoría de los clientes pertenecen a Zonas Especiales (44% del mercado y 32% del consumo de la energía corresponden a dichas Zonas) y a estratos socioeconómicos más bajos, hacen necesario destinar gran cantidad de recursos para su gestión.

De acuerdo con lo informado por el AEGR, las pérdidas en las Zonas Especiales son mayores respecto del resto del mercado de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Los niveles de pérdidas en Zonas Especiales llegaron a un 20% frente a un 17% en el mercado regulado y no regulado y un 6% en barrios subnormales.

De acuerdo con lo informado por el AEGR, las pérdidas de mercado, han sido superiores a las esperadas en 0,50 puntos porcentuales. No obstante lo anterior, del año 2010 al 2011, y del 2011 al 2012, se presentó una evolución positiva del orden de 0,37 y 0,60 puntos porcentuales, respectivamente.

Según lo señalado por el AEGR, las Zonas Especiales son segmentos del mercado los cuales se caracterizan por altos niveles de pérdidas de energía y bajos niveles de recaudo, lo cual se traduce en una mayor dificultad de la gestión para atender a los usuarios en estas zonas.

4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local; con la Resolución CREG 173 de 2011, 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; y con la Resolución CREG 174 de 2011, se modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.

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

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 superiores a las reconocidas.

Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación.

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

Los planes tendrán una vigencia de cinco (5) años y se espera que su aplicación se dé a partir del segundo semestre del 2012.

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

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

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

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

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

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

El informe del auditor relacionado con las novedades señala los aspectos positivos y negativos con respecto a la expedición de las Resoluciones relacionadas con el componente de pérdidas, determinados con la empresa.

“(...) Aspectos positivos: -Remunera inversiones (redes y medidores) y gastos eficientes mediante el CPROG cobrados a usuarios finales -Ayuda a financiar el esfuerzo necesario para apropiarse de los efectos positivos de reducción de compras de energía y aumento de ventas -Disminuye las compras de energía del comercializador incumbente al distribuir pérdidas no reconocidas entre los comercializadores del mismo mercado.

Se hallaron los siguientes aspectos negativos: -El costo reconocido será el mínimo valor entre el solicitado por el OR y el resultado del Modelo de Estimación del Costo Eficiente de la Creg. En caso de que el OR que acepte dicha remuneración, deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas.

- El cumplimiento de metas se verifica con base en un indicador porcentual - La remuneración del plan está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular (...).”

Componente de Transmisión

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

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

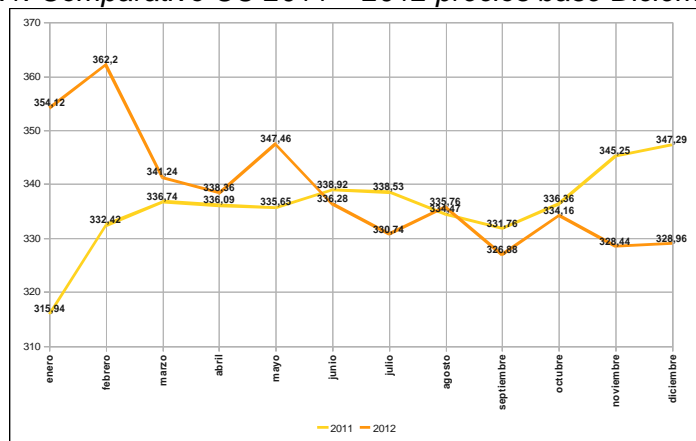
Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta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

Actualización del Costo Anual del Nivel de Tensión 4

Por otra parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expidió las Resoluciones CREG 083 y 108 de 2012, mediante las cuales aprobaron la solicitud de Electricaribe del Caribe S.A. E.S.P, en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4 por la entrada en operación de activos asociados con las subestaciones Termoflores, Bosque, La Sierpe y una línea de 115 kV entre San Marcos y La Sierpe y una línea de 115 kV entre San Marcos y la Sierpe.

4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

Gráfico 4.2.1. Comparativo CU 2011 – 2012 precios base Diciembre de 2012.

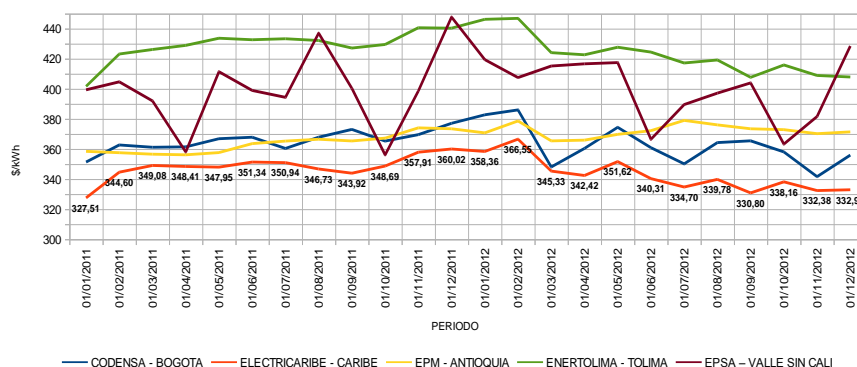


Fuente: Cálculos SSPD Años 2011 – 2012.

Con base en lo observado en el gráfico 1, el costo unitario de prestación del servicio aplicado por Electricaribe S.A. E.S.P. para el año 2012, presenta un decrecimiento progresivo aproximado del 2,55%, que se acentúa a partir del segundo semestre del año. Este comportamiento fue definido principalmente por una disminución promedio de 2,53 %, 1,22 % y 60,8 % en las componentes de Transmisión T, Comercialización C y Restricciones R respectivamente, lo que corresponde a una reducción del 9,47 \$/kWh aproximadamente.

Como se observa, la mayor diferencia se presenta en la componente de restricciones con aproximadamente 8,54 \$/kWh, esto significa que la disminución en el CU aplicado por la empresa, no se debe a un resultado directo de su gestión comercial, si no a las condiciones propias del mercado. Sin embargo, como se observa en el Gráfico 2, Electricaribe aplica en su mercado uno de los costos unitarios más estables y baratos del país, en comparación con mercados como Bogotá, Antioquia y Valle.

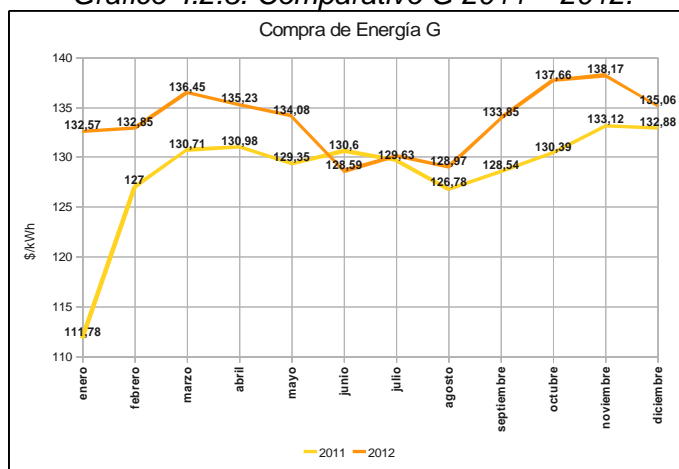
Gráfica 4.2.2: Comparativo CU Años 2011-2012



Compra de Energía G:

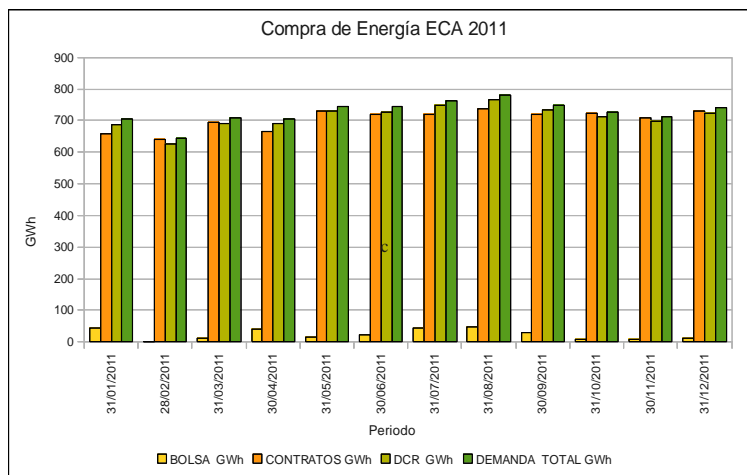
A diferencia del comportamiento decreciente general del CU, durante 2012, la componente de compra de energía se presenta estable tal como se muestra en la Gráfica 3, debido principalmente a que tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones importantes en este período, donde adicionalmente, como se observa en las gráficas 4 y 5, la gestión de compra entre los años 2011 y 2012 es similar, lo que significa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en bolsa como en contratos.

Gráfico 4.2.3. Comparativo G 2011 – 2012.



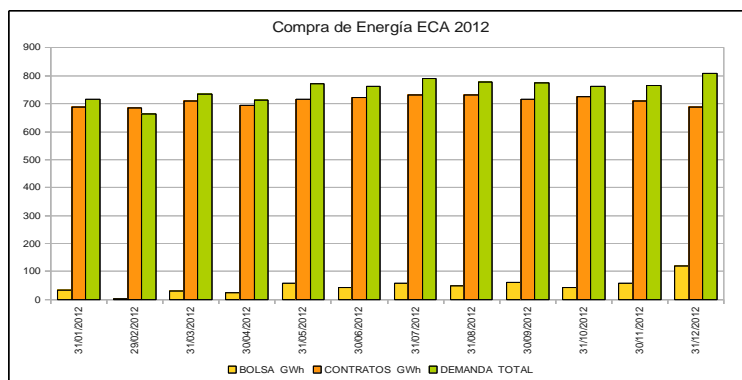
Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Gráfico 4.2.4. Compra de Energía ECA 2011.



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP calculadas por XM

Gráfico 4.2.5. Compra de Energía ECA 2012.



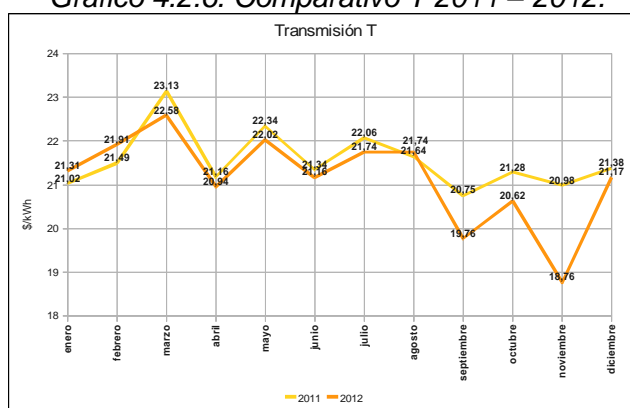
Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Componente de Transmisión T:

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

La Gráfica siguiente presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

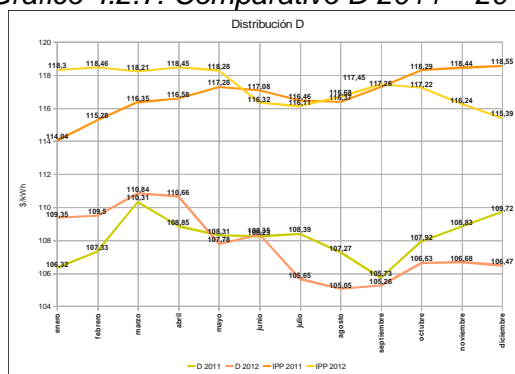
Gráfico 4.2.6. Comparativo T 2011 – 2012.



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Componente de Distribución D:

Gráfico 4.2.7. Comparativo D 2011 – 2012.



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Electricaribe S.A. E.S.P. es de los pocos operadores de red que no se encuentra integrado dentro de un área de distribución, dado a que por su estructura y tamaño, constituye en sí un ADD. Sin embargo, al divergir de la aplicación de la metodología de las ADD definida a través de la Resolución CREG 058 de 2008, la componente de distribución, como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008, sólo varía: anualmente con la actualización por el porcentaje de administración operación y mantenimiento PAOM, y mensualmente por los índices de precios al productor IPP, lo que se traduce en cierta estabilidad a través del tiempo. Por lo anterior y teniendo en cuenta que esta variable representa aproximadamente el 31,4% del costo unitario final, aporta una estabilidad general al CU.

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Electricaribe S.A. E.S.P.

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

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

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

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

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

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

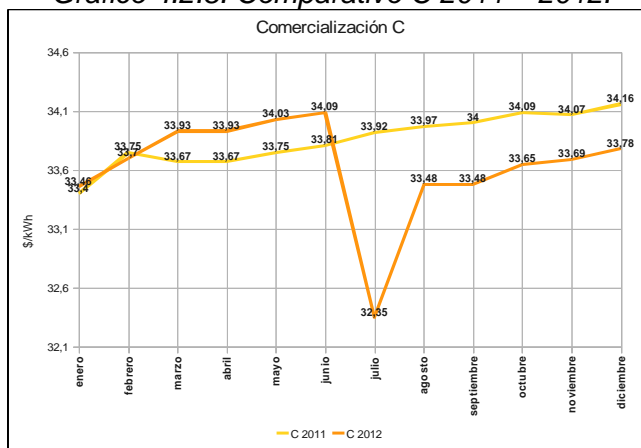
En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo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

Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la verificación del cálculo del PAOMR reportado el año 2012 con información 2011, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2012 es

igual a 4,72% y no de 4,97% como se reportó inicialmente, así mismo, informó que reintegrará el gasto AOM adicional facturado a los usuarios del mercado de comercialización de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P, valorado en \$5.904.277.722 para el período de junio a diciembre de 2012 .

Componente de Comercialización C:

Gráfico 4.2.8. Comparativo C 2011 – 2012.

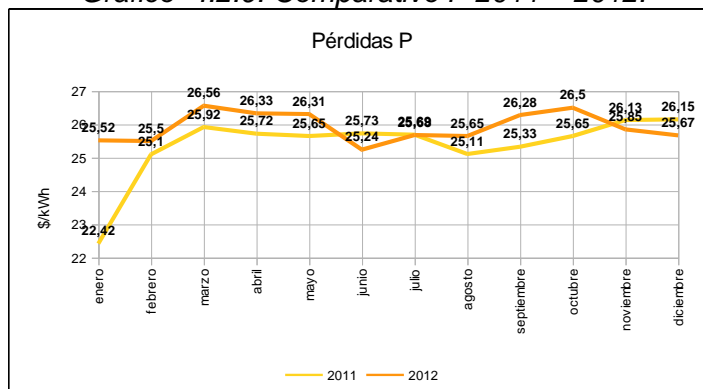


Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

La componente de comercialización, en comparación con 2011, presentó un comportamiento estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. Sin embargo, entre los meses de Junio y Julio muestra una reducción aproximada de 1,6 \$/kWh

Componente de Pérdidas P:

Gráfico 4.2.9. Comparativo P 2011 – 2012.

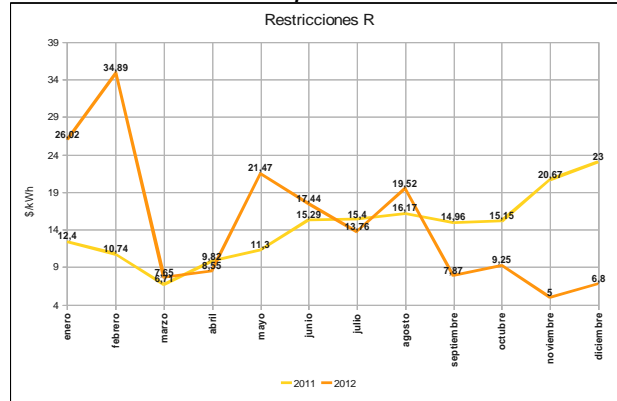


Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, cierta medida se compensaron, dando como resultado una variación promedio 0,24 \$/kWh y por ende, una componente de pérdidas relativamente estable durante el año 2012.

Componente de Restricciones

Gráfico 4.2.10. Comparativo R 2011 – 2012.



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Como se observa del gráfico10 y de acuerdo con los costos de generación durante los meses de enero, febrero y mayo de 2012, se presentó indisponibilidad de los activos de transmisión, valores que se pueden equiparar a las restricciones presentadas en los meses de noviembre y diciembre de 2011 para el prestador.

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

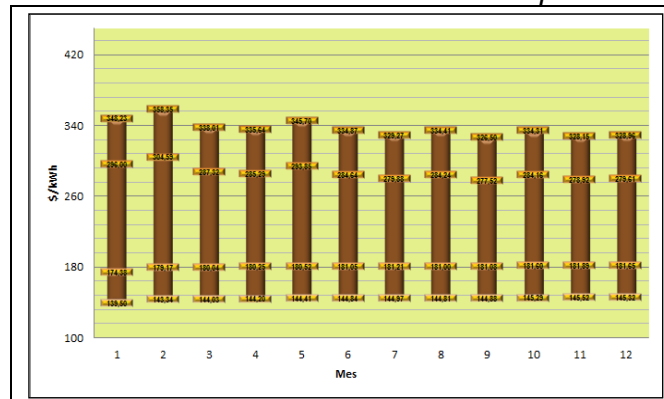
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en el año 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica en mercado Costa Caribe, indexadas por Índice de Precios al Consumidor - IPC, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

4.2.3.1. Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 11 podemos observar la tarifa aplicada por la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. a cada estrato durante el año 2012; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 las cuales se refleja en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 348,23 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 139,50 \$/kWh, asignado un subsidio del 59,94 %.

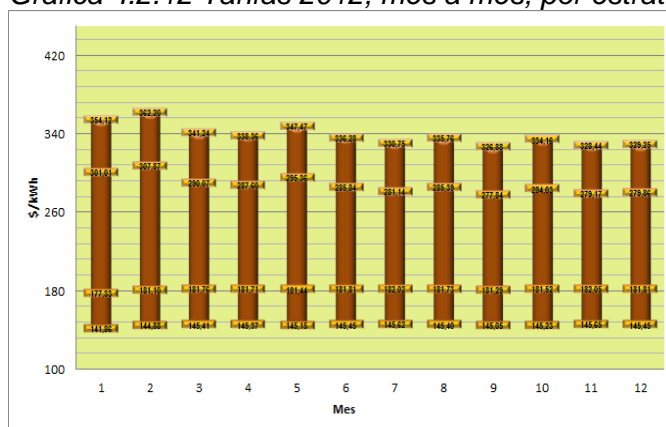
Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012: mes a mes por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

Sin embargo, con el fin de proporcionar información más precisa, a continuación se presentan las tarifas de 2012 indexadas con el Índice de Precios al Consumidor –IPC, en la gráfica 12.

Gráfica 4.2.12 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



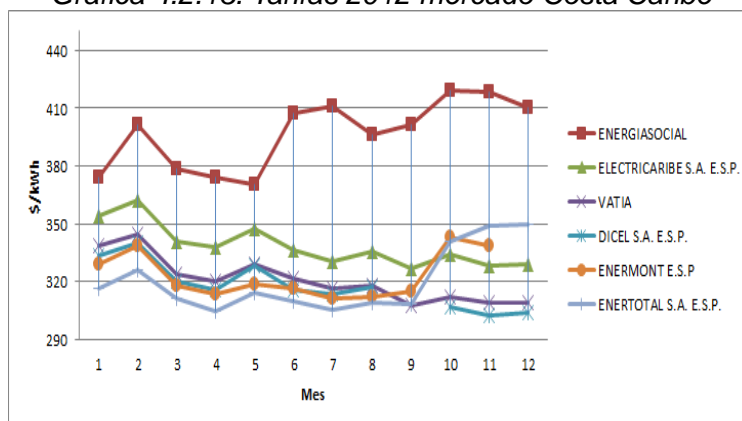
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador indexadas con IPC publicado por el DANE

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 7,02% en la tarifa, que para enero fue de 354,12 \$/kWh y para diciembre de 329,25%.

4.2.3.2. Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del mercado.

Teniendo en cuenta que para el área de prestación de Electricaribe no hay una ADD conformada se hace una comparación de su tarifa en relación a los demás comercializadores y distribuidores del mercado Costa Caribe, comparación que se presenta en la gráfica 13:

Gráfica 4.2.13. Tarifas 2012 mercado Costa Caribe



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador indexadas con IPC publicado por el DANE

Tabla 4.2.1 Tarifas 2012 mercado Costa Caribe

MES	EMPRESA					
	ENERGIA SOCIAL	ELECTRICARIBE	VATIA	DICEL	ENERMONT	ENERTOTAL
1	374,11	354,12	338,62	333,54	328,98	316,87
2	401,21	362,20	344,92	340,02	338,93	326,03
3	378,96	341,24	323,89	319,97	318,01	311,61
4	374,10	338,36	320,33	315,69	313,44	305,13
5	370,59	347,47	329,13	328,26	318,53	314,53
6	407,19	336,28	322,09	315,76	316,62	309,93
7	411,04	330,75	316,40	313,61	311,53	305,84
8	396,40	335,76	318,16	317,68	311,90	309,46
9	401,71	326,88	307,70		314,94	308,42
10	418,99	334,16	312,09	307,30	343,15	340,92
11	418,47	328,44	309,08	302,68	338,97	348,94
12	410,51	329,25	309,51	304,06		349,71

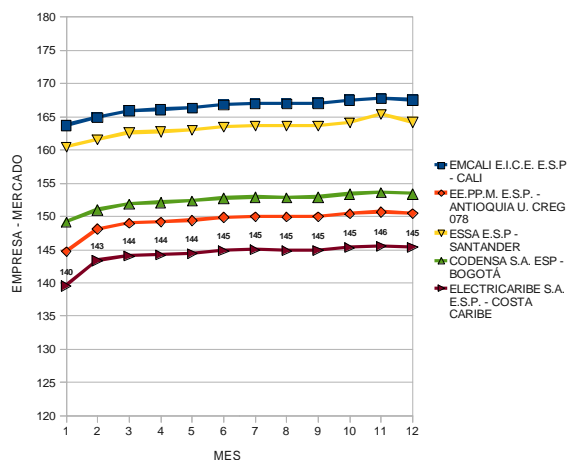
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador indexadas con IPC publicado por el DANE

De la gráfica 13 se concluye que Electricaribe pasó de ocupar segunda posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la cuarta. Se observa además que la mitad de las empresas elevó la tarifa aplicada.

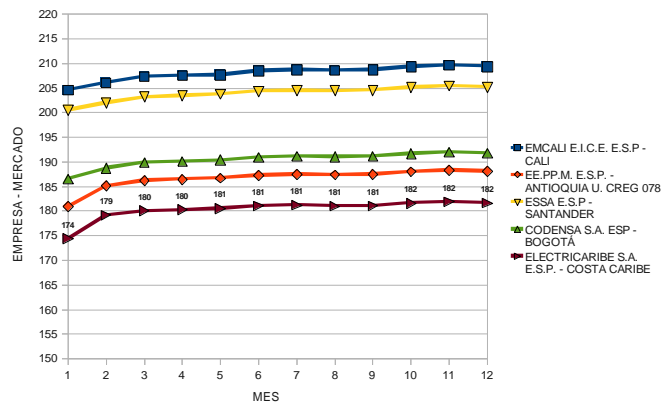
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores más grandes del país

Dentro de los comercializadores más grandes del país encontramos a Codensa, Emcali, EPM y ESSA. A continuación se muestra un comparativo de la tarifas de estos comercializadores con Electricaribe.

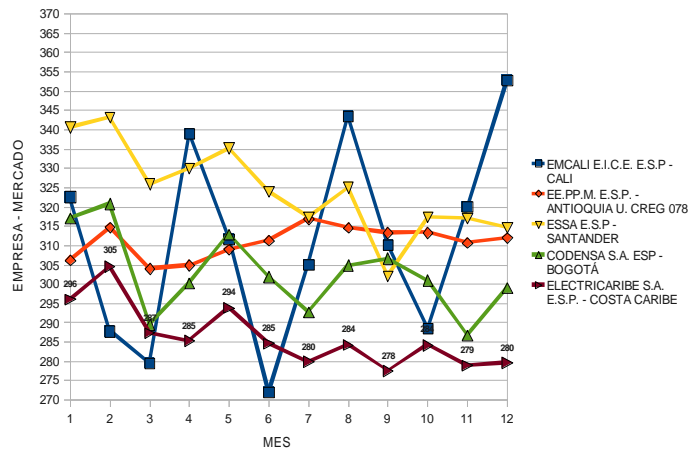
Gráfica 4.2.14. Tarifas 2012, Comercializadores más grandes del país, Estrato 1



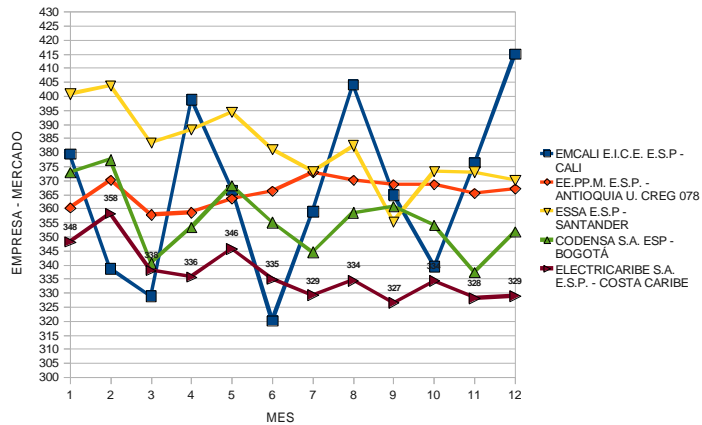
Gráfica 4.2.15. Tarifas 2012, Comercializadores más grandes del país, Estrato 2



Gráfica 4.2.16. Tarifas 2012, Comercializadores más grandes del país, Estrato 3



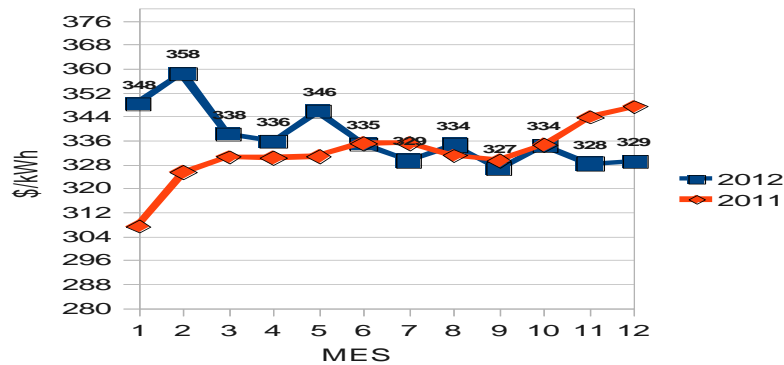
Gráfica 4.2.17. Tarifas 2012, Comercializadores más grandes del país, Estrato 4



Dadas las gráficas 14 a 17 se concluye que de los cinco (5) comercializadores más grandes del país, Electricaribe tiene la tarifa más baja.

Comparativo tarifas 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.18 Tarifas 2011 vs 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

• **Consumos de Subsistencia Vigentes.**

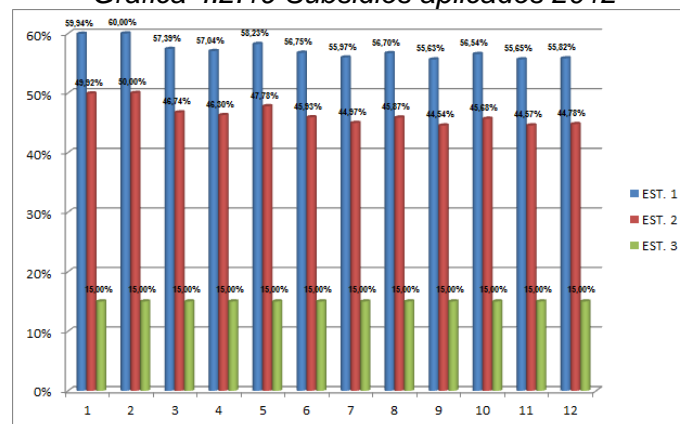
La Resolución UPME¹ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

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

Tabla 4.2.2 Subsidios aplicados 2012 por estrato

AÑO - MES	EST. 1	EST. 2	EST. 3
2012 - 1	59,94%	49,92%	15,00%
2012 - 2	60,00%	50,00%	15,00%
2012 - 3	57,39%	46,74%	15,00%
2012 - 4	57,04%	46,30%	15,00%
2012 - 5	58,23%	47,78%	15,00%
2012 - 6	56,75%	45,93%	15,00%
2012 - 7	55,97%	44,97%	15,00%
2012 - 8	56,70%	45,87%	15,00%
2012 - 9	55,63%	44,54%	15,00%
2012 - 10	56,54%	45,68%	15,00%
2012 - 11	55,65%	44,57%	15,00%
2012 - 12	55,82%	44,78%	15,00%

Gráfica 4.2.19 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

4.2.4. Subsidios y contribuciones

De acuerdo con la información reportada al SUI, el consolidado del año 2012 muestra que la empresa otorgó subsidios por un valor total de \$468.733 millones, de los cuales el mayor valor (\$310.549 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, seguido del estrato 2 (\$141.174 millones) y por último los usuarios del estrato 3 (\$ 17,010 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$101,402, los cuales fueron en su mayoría del sector comercial (\$74.668 millones) y de los usuarios del estrato 6 (\$11.841 millones).

La información de subsidios otorgados y contribuciones recaudadas reportadas se muestran en la Tabla 3.

Tabla 4.2.3 Subsidios y Contribuciones Año 2012 - 2011

ESTRATO/SECTOR	AÑO 2012	AÑO 2011
Estrato 1	310.549	397.467
Estrato 2	141.174	155.020
Estrato 3	17.010	17.721
Total Subsidios	468.733	570.208
Estrato 4	151	125
Estrato 5	8.051	8.081
Estrato 6	11.841	11.674
Industrial	6.684	7.063
Comercial	74.668	72.438
Otros	7	15
Total Contribuciones	101.402	99.396
Deficit	367.331	470.812

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la facturación a los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 es superior a la de los usuarios comerciales e industriales así como los usuarios residenciales de estratos a los que les compete esta responsabilidad.

Al final de la vigencia del año 2012 el déficit fue de \$36.331 millones, déficit inferior al que presentaba Electricaribe al finalizar el año 2011.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó un déficit de \$1.653 millones.

Estado de Conciliaciones, esta información se registra en la Tabla 5, donde se muestra la información detallada para los años 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.4 Conciliaciones Año 2012 - 2011

Descripción	Año 2012	Año 2011
Subsidios	\$ 502.347.854.626	\$ 524.169.659.304
Contribuciones	\$ 152.836.871.623	\$ 236.362.971.005
Déficit / Superávit	-\$ 349.510.983.003	-\$ 287.806.688.299
Giros Presupuesto Nacional	\$ 361.065.223.000	\$ 324.837.229.522
FSSRI	\$ 5.110.000.000	\$ 10.848.762.749

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Razón corriente (veces)	1,53	1,30	No Cumple
Margen operacional (%)	21,44	9,66	No Cumple
Cubrimiento gastos financieros (veces)	6,00	2,50	No Cumple
Rotación cuentas por cobrar (días)	56,00	249,91	No Cumple
Rotación cuentas por pagar (días)	25,52	39,26	No cumple

Fuente: SUI

De los cinco indicadores de gestión evaluados ninguno tuvo cumplimiento según los referentes exigidos por la CREG para 2012. Las explicaciones proporcionadas por la empresa frente a estos indicadores fueron las siguientes:

Razón Corriente:

El aumento de este indicador esta dado principalmente por la disminución en el pasivo corriente en un 15.11% reflejado básicamente en obligaciones financieras, proveedores y vinculados económicos. Mientras que el activo corriente presento una disminución del 0.1% comparado con el año anterior.

Margen Operacional:

Este indicador presenta un deterioro con relación al año anterior, debido a que los ingresos operacionales se incrementaron en un 6.63% mientras que el EBITDA se incrementó en un 3.95% como resultado combinado de varios factores: incremento en la demanda del mercado regulado, reducción de las perdidas, mayor eficiencia del negocio de distribución, un efecto positivo por incremento en los otros servicios energéticos facturados y reducción del margen por efecto del diferencial de precios de compra de energía aplicados en la tarifa a los clientes y el precio medio de compra.

Cubrimiento de Gastos Financieros:

El deterioro de este indicador se debe principalmente a que el aumento en un 3.95% del EBITDA explicado en el anterior indicador es inferior al incremento de los gastos financieros, que para este año fue de un 31.27% generado principalmente por intereses sobre obligaciones, en comparación con el año anterior.

Rotación de Cuentas por Cobrar:

Este indicador presenta un aumento de 11.28 días, debido al efecto combinado del incremento en cuentas por cobrar a clientes 11.70% principalmente por el decremento en un 66.8% en la provisión de cartera a largo plazo, mientras que los ingresos operacionales incrementaron en un 6.6% en comparación con el año anterior.

Rotación de Cuentas por Pagar:

La disminución en este indicador obedece al decremento en un 20.56% en las cuentas por pagar, originado principalmente por la disminución en compra de energía y el costo de venta presenta incremento del 7.4% generado principalmente en los costos de bienes y servicios con relación al año anterior.

El auditor externo encuentra razonables las explicaciones proporcionadas por la empresa. Sin embargo, en comparación con los análisis financieros expresados en este informe, no se encuentra congruencia ni claridad en algunas de las respuestas indicadas por la empresa frente al no cumplimiento de los indicadores de gestión.

6 CALIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA INFORMACIÓN REPORTADA AL SUI

La empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, presenta hasta la fecha 16 de Mayo de 2013 los siguientes faltantes de información.

Tabla 6.1 Oportunidad de la información reportada al SUI.

Formato	Periodicidad	Periodo	Estado	Fecha límite	Resolución
FORMATO 6	Mensual	1	Pendiente	21. febrero 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	2	Pendiente	20. marzo 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	3	Pendiente	21. abril 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	4	Pendiente	21. mayo 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	5	Pendiente	21. junio 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	6	Cargado a BD	21. julio 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 12	Mensual	7	Pendiente	25. agosto 2012	SSPD 20101300017645 de 2012
FORMATO 6	Mensual	7	Pendiente	21. agosto 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	8	Cargado a BD	21. septiembre 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 6	Mensual	9	Pendiente	21. octubre 2012	SSPD 20102400008055 de 2010
FORMATO 11	Mensual	11	Cargado a BD	25. diciembre 2012	SSPD 20101300017645 de 2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	Mensual	11	Pendiente	31. diciembre 2012	SSPD 20101300017645 de 2012
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	Trimestral	3	Pendiente	30. octubre 2012	SSPD 20102400008055 de 2010

Fuente: SUI

Realizando análisis sobre la calidad de información comercial, técnica y para liquidación de subsidios reportada por la empresa, se han encontrado múltiples inconsistencias, a las cuales se ha solicitado aclaración y se ha realizado capacitación y acompañamiento sobre los formatos que contienen la misma. Por lo anterior, la calidad de la información no ha sido la mejor, dadas las múltiples solicitudes de modificación mostradas en la tabla X.

Tabla 6.2. Solicitudes de Modificación de información

Reversiones Electricaribe				
Año	Formato	Periodo	Años	Solicitud
2012	1,2,3,6	09 al 12	2010 a 2011	220552
	1,2,3	09 al 12	2010	221919
	1,2,3	01 al 12	2011	221919
				231321, 231322 y 232924
	1	09 al 03	2010 al 2012	232924
	2,3,6	01 al 09	2011 al 2012	250403

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Se realizó visita el 8 de Agosto de 2012 a las instalaciones de la empresa para hacer revisión contable y financiera de los años 2010 y 2011. De ésta visita se generaron unos compromisos de remisión de información financiera, los cuales la empresa dio respuesta el 28 de Agosto de 2012 con el Radicado No 20125290411502.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa viene presentando situaciones financieras que limitan su capacidad de acción frente a los requerimientos del mercado y a los niveles de inversión que son demandados para el cumplimiento adecuado de la prestación del servicio de Energía en cuanto a la calidad y la oportunidad. En este sentido, la SSPD ha emprendido medidas tendientes a garantizar el cumplimiento de los planes de inversión a través de un acuerdo de mejoramiento descrito en el punto anterior, que entre otras cosas genera un proceso de vigilancia sobre la sostenibilidad financiera de la empresa, su solvencia y liquidez.

Es importante mencionar que la empresa es un prestador importante del servicio de energía en toda la zona de la Costa, y que este mercado presenta unas condiciones especiales sociopolíticas y económicas que no permiten normalizar procesos de prestación de energía y recaudo de cartera, además de no encontrar en muchas poblaciones en las que se da la prestación del servicio de energía, sostenibilidad financiera para realizar las inversiones requeridas.

Financieramente la empresa cuenta con debilidades en su cartera y nivel de recaudo, la rentabilidad general de la operación, un alto nivel de gastos financieros y baja eficiencia en el uso de sus activos fijos. En términos generales, la empresa puede presentar una liquidez limitada para atender los niveles de inversión requeridos para concertar una prestación adecuada del servicio de energía.

Se recomienda a la empresa una revisión tarifaria sobre el nivel activos fijos a fin de reconocer la remuneración de estos, un programa de especial para recaudo de cartera, la generación de estrategias para venta del servicio prepago y la determinación de un programa de inversión que tenga una fuente de financiación específica, ya sea través de la banca ó o de colocación de acciones.

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., verificó el cálculo del PAOMR reportado el año 2012 con información 2011, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2012 es igual a 4,72% y no de 4,97% como se reportó inicialmente, por tanto durante el año 2013, reintegrará el gasto AOM adicional facturado a los usuarios del mercado de comercialización de Costa Caribe para el período de junio a diciembre de 2012.