



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**DIAGNÓSTICO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO  
DE ENERGIA ELECTRICA  
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S. A. ESP  
PERIODO 2014-2015**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA  
Bogotá, diciembre de 2015**

## **INTRODUCCIÓN**

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en desarrollo del proyecto “Mejoramiento del monitoreo a los prestadores de servicios públicos domiciliarios”, ha priorizado el análisis de algunas prestadoras, en las que se han identificado aspectos críticos relacionados con la prestación del servicio público domiciliario como resultado de las diferentes actividades de inspección y vigilancia adelantados en el ejercicio de las funciones atribuidas por la Constitución y la Ley a la Entidad.

Este análisis se orienta, en principio a: i) Obtener y analizar información financiera, administrativa, técnica y comercial de los prestadores seleccionados, ii) Verificar la correcta aplicación de las tarifas, subsidios y contribuciones y iii) elaborar y publicar los informes diagnósticos de los prestadores de energía eléctrica y gas combustible que han sido priorizados, procurando reflejar el comportamiento del prestador en el período comprendido entre el año 2014 y lo corrido del 2015.

En este orden de ideas, se presenta el diagnóstico correspondiente a la empresa Electrificadora del Caribe S. A. ESP, cuyo desarrollo se presenta en 5 capítulos, de los cuales 4 han sido estructurados a partir de cada uno de los tópicos revisados y el último contiene una revisión de las principales acciones de control adelantadas por la SSPD frente a este prestador, así como las recomendaciones derivadas del análisis realizado.

### **1. DIAGNOSTICO FINANCIERO - ADMINISTRATIVO**

ELECTRICARIBE SA ESP está clasificada como empresa del Grupo 1 de acuerdo con los requisitos exigidos en los decretos 2784 de 2002 y 2706 de 2012; por tal razón, está sujeta al ámbito de aplicación de la resolución 20151300028355. En consecuencia, la empresa cargó información correspondiente al cierre de transición 2014 y no está obligada a realizar el cargue semestral exigido en la resolución 20061300025985, lo anterior debido a lo estipulado en la resolución 20151300016085.

Así las cosas, en el tópico financiero no se tiene información intermedia del año 2015 para empresas clasificadas como Grupo 1, no obstante el cargue más reciente corresponde al cierre de transición del año 2014 cuya fecha máxima de reporte fue el día 30 de septiembre de 2015.

En síntesis y de acuerdo a lo mencionado no es posible realizar un diagnóstico financiero, pues no se cuenta con información actualizada de la compañía, no obstante a manera de análisis, se busca verificar el cambio de la situación financiera de la empresa, efectuando una comparación entre el plan contable anual del año 2014 y el cierre de transición que tiene corte a la misma fecha.

Por otra parte es importante anotar que los datos del cierre de transición a evaluar corresponden a los formatos 1,2 y 5, que corresponden a información del servicio público de energía según solicitud expresa de la Superintendencia de servicios públicos.

Finalmente, es importante resaltar que la presente verificación no evalúa la calidad de la información presentada en relación al cumplimiento exacto de los estándares internacionales, sin embargo se analiza lo reportado por la empresa para verificar el impacto financiero de la convergencia.

- **Estado de Situación Financiera - Balance General**

Tabla 1 Estado de Situación Financiera - Balance General

BALANCE GENERAL	2014 PUC	2014 NIF	VARIACION	Var %
<b>Activo</b>	\$5.130.833.790.899	\$5.601.210.652.885	\$470.376.861.986	9,17%
Activo Corriente	\$1.573.527.009.251	\$1.636.650.997.949	\$63.123.988.698	4,01%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.804.356.016.299	\$3.199.059.526.980	\$394.703.510.681	14,07%
Cuentas por Cobrar	\$1.480.269.643.038	\$1.611.199.963.613	\$130.930.320.575	8,85%
<b>Pasivo</b>	\$3.087.596.127.415	\$3.587.116.595.066	\$499.520.467.651	16,18%
Pasivo Corriente	\$1.289.908.716.189	\$1.419.967.908.952	\$130.059.192.763	10,08%
Obligaciones Financieras	\$1.420.737.173.796	\$1.429.477.982.674	\$8.740.808.878	0,62%
Cuentas Por Pagar	\$861.277.422.247	\$749.408.980.229	(\$111.868.442.018)	-12,99%
Pasivos Estimados y Provisiones	\$769.995.091.556	\$709.774.420.139	(\$60.220.671.417)	-7,82%
Impuesto diferido		\$132.249.829.896	\$132.249.829.896	NA
<b>Patrimonio</b>	\$2.043.237.663.484	\$2.014.094.057.819	(\$29.143.605.665)	-1,43%

Fuente: SUI.

- **Activos**

El activo del servicio de Energía presenta un aumento del 9,17% respecto al saldo de la norma local, explicado principalmente por el incremento de la propiedad planta y equipo en la medición bajo NIF.

La estructura del activo está conformada en su orden de importancia de la siguiente manera:

- Grupo Propiedad Planta y Equipo: Este grupo concentra el 54,66% del total del activo del servicio, bajo norma local y el 57,11% bajo NIF, presenta un aumento del 14,07% respecto a norma local, equivalente en \$394.704 millones de pesos.
- Las cuentas por cobrar, las cuales bajo norma local representan el 28,85% del total del Activo, tienen un aumento del 8,85% con base en las mediciones NIF, este mayor valor en pesos corresponde a \$130.930 millones
- El activo corriente bajo NIF corresponde al 29,22% del total del activo, evidenciándose solo una variación de 4,01% con relación al valor mostrado bajo norma local, equivalente a \$63.124 millones

- **Pasivos**

El pasivo del servicio de Energía presenta un incremento del 16,18% respecto al saldo de la norma local, el pasivo corriente evidencia un aumento del 10,08% bajo NIF comparado con el valor presentado bajo norma local, en pesos este aumento asciende a la suma de \$130.059 millones.

Verificando los aumentos de las porciones corrientes bajo NIF, tanto del activo como del pasivo, se establece que existe un mayor incremento en el pasivo corriente que en el activo corriente, lo que puede redundar en una menor liquidez de la compañía, no obstante, al efectuar la operación de activo corriente sobre pasivo corriente esta da como resultado 1,15 veces positivo.

- **Patrimonio**

El patrimonio presenta una reducción del 1,43% respecto al saldo de la norma local, equivalente en \$29.144 millones de pesos, ubicándose en presentación NIF en \$2.014.094 millones

Nota: en el reporte extractado del Sistema único de información no se encuentra información del formato 5, (REVELACIONES Y POLITICAS – INDIVIDUAL O SEPARADO) cargado por ELECTRICARIBE SA ESP, lo que impide dar un mayor detalle sobre las variaciones que se encuentran en la conversión de Norma local a NIF

#### Estado de Resultados

Tabla 2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2014 PUC	2014 NIF	DIFERENCIA	Var %
INGRESOS OPERACIONALES	\$3.511.852.503.942	\$3.520.924.354.765	\$9.071.850.823	0,26%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.889.468.403.699	\$2.900.633.814.212	\$11.165.410.513	0,39%
RESULTADO BRUTO DEL EJERCICIO	\$622.384.100.243	\$620.290.540.553	(\$2.093.559.690)	-0,34%
GASTOS OPERACIONALES	\$602.960.245.091	\$525.367.202.791	(\$77.593.042.300)	-12,87%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$19.423.855.152	\$94.923.337.762	\$75.499.482.610	388,69%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	(\$78.519.830.400)	\$16.497.392.335	\$95.017.222.735	-121,01%

Fuente: SUI.

Como se observa en la Tabla anterior, los ingresos de actividades ordinarias aumentaron \$9.072 millones de pesos equivalentes al 0,26%, por cambios en la conversión a norma internacional, la empresa señala que sus ingresos corresponden a las actividades DE distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

El costo de ventas presenta un incremento del 0,39% respecto a la contabilidad bajo norma local, equivalentes en \$11.165 millones de pesos.

Teniendo en cuenta la anterior, se observa que el margen bruto de la empresa presenta un decrecimiento del 0,34%, como consecuencia del mayor crecimiento de los costos de actividades ordinarias sobre el aumento de ingreso.

El resultado operacional en el cierre de transición presenta un aumento de la utilidad operacional del 388% respecto a la norma local, lo anterior equivalente a \$75.499 millones de pesos, sin embargo este aumento obedece a que la taxonomía NIF utiliza tanto

ingresos como gastos asociados a la operación para el cálculo del margen neto, además el concepto de “otros ingresos” en NIF difiere del concepto del grupo 48 “Otros ingresos” debido a que en este último se contabilizan los ingresos financieros, mientras que la taxonomía NIF revela los ingresos financieros de manera independiente, por tal razón en NIF se utilizan otros ingresos diferentes de los ingresos financieros para el cálculo del margen operacional y en la norma local dichos ingresos no hacen parte de la operación.

Finalmente, el resultado neto de la empresa presenta un incremento bajo NIF por el orden de \$95.017 millones de pesos, pasando de una pérdida de \$78.519 millones en norma local, a una utilidad de \$16.497 millones con base en la presentación de normas internacionales.

Nota: en el reporte extractado del Sistema único de información no se encuentra información del formato 5, (REVELACIONES Y POLITICAS – INDIVIDUAL O SEPARADO) cargado por ELECTRICARIBE SA ESP, lo que impide dar un mayor detalle sobre las variaciones que se encuentran en la conversión de Norma local a NIF

## 2. DIAGNOSTICO TÉCNICO – OPERATIVO

- **Descripción de la Infraestructura.**

Electricaribe S.A. E.S.P opera su infraestructura en 7 departamentos de la costa caribe, que es Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba, cuenta con 2.400.000 usuarios y los principales componentes de su sistema son:

### KILOMETROS DE RED POR NIVEL DE TENSION

ITEM	DESCRIPCION	NIVEL DE TENSION	KILOMETROS
1	LINEA O RED (tensión nominal menor a 1 kV. )	1	20.630,0
2	LINEA O RED (tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV)	2	30.373,0
3	LINEA O RED (tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV)	3	3.142,0
4	LINEA O RED (tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV)	4	1.724,0
	TOTAL LINEAS Y/O REDES		55.869,0

**RELACION LINEAS NIVEL DE TENSION 4**

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	NIVEL DE TENSION	LONGITUD (km)	CAPACIDAD TRANSPORTE NOMINAL (A)	CLASE	CONDUCTOR TIPO	CONDUCTOR CALIBRE	FECHA DE ENTRADA
ARGOS - NUEVA COSPIQUE 1 110 kV	110	1,93	726	Str	AAAC	927,2	2009-07-14
ARGOS - TERMOCANDELARIA 1 110 kV	110	6,06	726	Str	AAAC	927,2	2009-07-14
BARANOA - MALAMBO 1 110 kV	110	17,7	530	Str	AAAC	559,5	1985-01-01
BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV	66	5,02	380	Str	AAAC	559,5	1985-01-01
BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV	66	10,58	380	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
BOSQUE - CHAMBACU 1 66 kV	66	2,98	540	Str	AAAC	559,5	2013-07-03
BOSQUE - CHAMBACU 2 66 kV	66	2,98	540	Str	AAAC	559,5	2013-07-03
BOSTON - CHINU 1 110 kV	110	21,6	580	Str	ACSR	477	1993-01-01
BOSTON - CHINU 2 110 kV	110	21,6	500	Str	AAAC	559	1982-01-01
BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV	110	8,02	600	Str	AAAC	927,2	1999-02-09
CALAMAR - TCALAMAR 1 66 kV	66	32	200	Str	ACSR	336,4	2001-04-30
CARTAGENA - PROELECTRICA 1 66 kV	66	2,78	504	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
CARTAGENA - PROELECTRICA 2 66 kV	66	2,78	504	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	66	11,2	540	Str	AAAC	559,5	2013-07-03
CENTRO (BARRANQUILLA) - OASIS 1 110 kV	110	7,87	400	Str	CU	750	1986-08-13
CENTRO (BARRANQUILLA) - SILENCIO 1 110 kV	110	3,26	900	Str	CU	750	1989-01-01
CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kV	110	53,66	400	Str	ACSR	336,4	1972-01-01
CHINU - CHINU PLANTA 1 110 kV	110	0,8	500	Str	AAAC	559,5	2001-01-01
CHINU - COVEÑAS 1 110 kV	110	45	504	Str	AAAC	927,2	1999-09-08
CHINU - MONTERIA 1 110 kV	110	67	530	Str	ACSR	605	1987-01-01
CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV	110	66	500	Str	AAAC	559,5	1998-01-01
CHINU - SINCE 1 110 kV	110	37,9	400	Str	AAAC	559,5	1997-01-01
CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV	110	54,85	200	Str	AAAC	394,5	1983-01-01
CORDIALIDAD - TEBSA 1 110 kV	110	8,62	640	Str	AAAC	927,2	1999-08-01
COSPIQUE - COLCLINKER 1 66 kV	66	0,22	360	Str	CU	2/0	2012-03-12
COSPIQUE - MEMBRILLAL 1 66 kV	66	3,99	580	Str	ACSR	477 kcmil	2012-03-12
COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV	110	26,9	504	Str	AAAC	559,5	1967-01-01
CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV	110	47	200	Str	AAAC	394,5	1998-12-01
CUESTECITAS - RIOHACHA 1 110 kV	110	59,7	300	Str	AAAC	394,5	1982-01-01
EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV	110	58,6	600	Str	AAAC	927,2	1998-01-01
EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV	66	13	200	Str	ACSR	336,4	2012-03-12
EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV	66	32,67	200	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
EL PASO - EL BANCO 1 110 kV	110	90,7	200	Str	ACSR	336,4	1982-01-01
EL PASO - EL COPEY 1 110 kV	110	55,4	370	Str	ACSR	336,4	1983-01-01
EL RIO - OASIS 1 110 kV	110	5,37	712	Str	AAAC	927,2	1986-01-01
FUNDACION - RIO CORDOBA 1 110 kV	110	68,5	472	Str	AAAC	559,5	1997-01-01
GAIRA - SANTA MARTA 1 110 kV	110	7,82	472	Str	AAAC	559,5	1986-01-01
GAIRA - TPUERTO NUEVO 1 110 kV	110	20,55	472	STR	AAAC	559	2013-07-01
GAMBOTE - TCALAMAR 1 66 kV	66	36	200	Str	ACSR	336,4	2012-03-12
LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV	110	46,75	376,8	Str	AAAC	0	2014-03-07
LAS FLORES - TERMOFLORES 1 1 110 kV	110	0,6	600	Str	AAAC	927,2	1971-01-01
LIBERTADOR - SANTA MARTA 1 110 kV	110	4,5	400	Str	ACSR	477	1993-01-01
MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV	110	45	150	Str	ASCR	4/0	2001-01-01
MAGANGUE - SINCE 1 110 kV	110	41	380	Str	AAAC	559,5	1999-09-08
MALAMBO - CONCRECEM 1 110 kV	110	1,7	130	Str	AAAC	394,5	2004-10-09
MALAMBO - TVEINTE DE JULIO 1 110 kV	110	12,6	500	Str	AAAC	559,5	1994-01-01
MANZANARES (MAGDALENA) - SANTA MARTA 1 110 kV	110	2,8	472	Str	AAAC	559,5	1972-01-01
MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV	66	2,99	580	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
MONTERIA - RIO SINU 1 110 kV	110	14,5	504	Str	AAAC	559,5	1985-01-01
OASIS - SILENCIO 1 110 kV	110	4,6	900	Str	CU	750	1989-01-01
PROELECTRICA - MAMONAL 1 66 kV	66	9,89	504	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
PUERTO NUEVO - TPUERTO NUEVO 1 110 kV	110	0,37	472	STR	AAAC	650	2013-07-01
RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV	110	5,2	300	Str	AAAC	559,5	2001-01-01
RIO CORDOBA - TPUERTO NUEVO 1 110 kV	110	2,95	472	STR	AAAC	559	2013-07-01
RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV	110	66,92	504	Str	AAAC	559,5	1998-01-01
SABANALARGA - BARANOA 1 110 kV	110	15,62	530	Str	AAAC	559,5	2001-01-01
SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV	110	26,39	300	Str	AAAC	559,5	2000-06-30

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	NIVEL DE	LONGITUD (km)	CAPACIDAD TRANSPORTE NOMINAL (A)	CLASE	CONDUCTOR TIPO	CONDUCTOR CALIBRE	FECHA DE ENTRADA
	TENSION						
SAN JACINTO - TSAN JACINTO 1 66 kV	66	0,2	200	Str	ACSR	336,4	2012-03-12
SIERRA FLOR - TOLUVIEJO 1 110 kV	110	17,8	528	Str	AAAC	927,2	1999-09-02
SILENCIO - CORDIALIDAD 1 110 kV	110	5,46	712	Str	AAAC	927,2	1999-06-30
SILENCIO - VEINTE DE JULIO 1 110 kV	110	10,86	712	Str	AAAC	927,2	1972-01-01
TCALAMAR - TSAN JACINTO 1 66 kV	66	22	200	Str	ACSR	336,4	2012-03-12
TEBSA - EL RIO 1 110 kV	110	7,39	650	Str	AAAC	927,2	1986-01-01
TEBSA - TVEINTE DE JULIO 1 110 kV	110	3,45	640	Str	AAAC	927,2	1973-01-01
TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV	110	3,56	640	Str	AAAC	927,2	1993-01-01
TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 kV	110	3,22	640	Str	AAAC	927,2	1998-01-01
TERMOCANDELARIA - NUEVA COSPIQUE 2 110 kV	110	6	726	Str	AAAC	927,2	1991-12-01
TERMOFLORES I - OASIS 1 110 kV	110	3,84	712	Str	AAAC	927,2	1993-01-01
TERNERA - BOSQUE 1 66 kV	66	8,35	576	Str	CU	2X2/0	2012-03-12
TERNERA - COSPIQUE 1 66 kV	66	6,87	580	Str	CU	2X2/0	1987-01-01
TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV	66	30,92	288	Str	CU	2/0	2012-03-12
TERNERA - MAMONAL 1 66 kV	66	13,3	400	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV	110	108,5	400	Str	AAAC	559,5	1978-01-01
TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV	66	5,62	308	Str	ACSR	4/0	2012-03-12
TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV	66	6,74	540	Str	AAAC	559,5	2012-03-12
TIERRALTA - URRRA 1 110 kV	110	26,25	480	Str	AAAC	559,5	2002-11-23
VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV	110	51	400	Str	ACSR	336,4	1999-01-01
VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV	110	40	400	Str	ACSR	336,4	1990-01-01
VEINTE DE JULIO - TVEINTE DE JULIO 1 110 kV	110	0,48	640	Str	AAAC	927,2	2001-01-06
VILLA ESTRELLA - BAYUNCA 1 66 kV	66	19,28	308	Str	ASCR	4/0	2012-03-12
TOTAL		1724,08					

De cuadro anterior podemos observar que los kilómetros de líneas construidos, tomando en consideración su tiempo de servicio, se clasifican así:

0 > 18% ≤ 10 años de servicio.

10 > 39% ≤ 20 años de servicio,

20 > 14% ≤ 30 años de servicio

y el 29% de los kilómetros de línea construidos tienen más de 30 años de servicio.

Lo expuesto implica que el 43% de las líneas construidas tiene más de 20 años de servicio y requiere una atención especial por parte de la empresa tanto desde el punto de vista de mantenimiento, ya que algunas están ubicadas en zonas de alta contaminación, así como también los flujos de carga que manejan, tanto la demanda actual y proyectada para minimizar pérdidas y posibles limitaciones de suministro.

Los ítems resaltados en amarillo en el cuadro corresponden a líneas con más de 40 años de servicio, ubicadas 3 en el departamento del atlántico, una en el departamento del Magdalena, una en el departamento de Córdoba y una en el departamento de Sucre.

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 3

SUBESTACIÓN	Tensión	CAPACIDAD
	(KV)	(MVA)
AEROPUERTO	34.5/13.8	15
AGUAS BLANCAS	34.5/13.8	1
ALGARROBO	34.5/13.8	2,3
ANIMAS BAJAS	34.5/13.8	0,3
ARACATACA	34.5/13.8	12,5
ARIGUANI	34.5/13.8	1
ARJONA	34.5/13.8	4
ARROYO DE PIEDRA	34.5/13.8	12,5
AYAPEL	34.5/13.8	6,5
BALLENAS	34.5/13.8	2
BARRANCAS	34.5/13.8	8
BARRANCO DE LOBA	34.5/13.8	4
BECERRIL	34.5/13.8	6,5
BERRUGAS	34.5/13.8	3,2
BOCA DE URE	34.5/13.8	2
BONDA	34.5/13.8	12,5
BOSCONIA	34.5/13.8	14
BUENAVISTA	34.5/13.8	5
CAMARONES	34.5/13.8	2
CAMPO ALEGRE	34.5/13.8	10
CAMPO DE LA CRUZ	34.5/13.8	12,5
CAÑABRAVAL	34.5/13.8	0,2
CASA DE ZINC	34.5/13.8	0,5
CASACARA	34.5/13.8	1
CENTRO ALEGRE	34.5/13.8	2
CERETE	34.5/13.8	15
CHIRIGUANA	34.5/13.8	12,5
CIENAGA DE ORO	34.5/13.8	6,5
COLOMBOY	34.5/13.8	1,6
COROZAL	34.5/13.8	12,5
COTORRA	34.5/13.8	4
CUESTECITAS	34.5/13.8	6,5
CUIVA	34.5/13.8	0,2
CURUMANI	34.5/13.8	6,5
EL BURRO	34.5/13.8	2
EL CORTIJO	34.5/13.8	20
EL DESASTRE	34.5/13.8	2
EL DIFICIL	34.5/13.8	6,3
EL VIAJANO	34.5/13.8	2,5
FERROCARRIL	34.5/13.8	1,5
FONSECA	34.5/13.8	13,3
GALERAS	34.5/13.8	6,5
GUACAMAYAL	34.5/13.8	9,3

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 3

SUBESTACIÓN	Tensión	CAPACIDAD
	(KV)	(MVA)
PANCEGUITA	34.5/13.8	4
PARAISO	34.5/13.8	0,5
PIVIJAY	34.5/13.8	6
PLATO	34.5/13.8	12,5
PONEDERA	34.5/13.8	12,5
POZO AZUL	34.5/13.8	0,3
PRADERA	34.5/13.8	30
PRADERA	34.5/13.8	12,5
PUEBLO NUEVO	34.5/13.8	4
PUEBLO NUEVO (MAGDAL)	34.5/13.8	2
PUENTE CANOA	34.5/13.8	0,2
PUERTA DE ORO	34.5/13.8	28
PUERTO ESCONDIDO	34.5/13.8	6,5
PUERTO LIBERTADOR	34.5/13.8	6,5
REAL DEL OBISPO	34.5/13.8	6,5
RIO MAGDALENA	34.5/13.8	39,2
SABANAGRANDE	34.5/13.8	14
SAHAGUN	34.5/13.8	12,5
SALGUERO	34.5/13.8	14
SALGUERO	34.5/13.8	14
SAN ANTERO	34.5/13.8	6,5
SAN BERNARDO DEL VIEN	34.5/13.8	6,5
SAN FELIPE	34.5/13.8	2
SAN LUIS	34.5/13.8	0,2
SAN ONOFRE	34.5/13.8	10
SAN PELAYO	34.5/13.8	6,5
SAN ROQUE	34.5/13.8	3
SANTA ELENA	34.5/13.8	0,3
SANTA INES	34.5/13.8	4
SANTA LUCIA	34.5/13.8	5
SANTA TERESA	34.5/13.8	4
SENA	34.5/13.8	2
SIMAÑA	34.5/13.8	2
SIMITI	34.5/13.8	6,5
SINCELEJO PLANTA	34.5/13.8	15
SUCRE	34.5/13.8	3
TAMALAMEQUE	34.5/13.8	2
TERMOGUAJIRA	34.5/13.8	7,8
TOLU	34.5/13.8	25
TRES ESQUINAS	34.5/13.8	0,5
TRES PALMAS	34.5/13.8	1
VALENCIA	34.5/13.8	5

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 3

SUBESTACIÓN	Tensión	CAPACIDAD
	(KV)	(MVA)
GUAMAL	34.5/13.8	4
GUARANDA	34.5/13.8	4
GUATAPURI	34.5/13.8	30
GUATAPURI	34.5/13.8	30
HATO NUEVO	34.5/13.8	8
JUAN DE ACOSTA	34.5/13.8	6,5
LA APARTADA	34.5/13.8	3
LA AURORA	34.5/13.8	2
LA EUROPA	34.5/13.8	1
LA LOMA	34.5/13.8	15
LA PAZ	34.5/13.8	8
LA RETIRADA	34.5/13.8	1
LA UNION (ATLANTICO)	34.5/13.8	12,5
LA UNION (ATLANTICO)	34.5/13.8	33
LA UNION (ATLANTICO)	34.5/13.8	33
LA UNION (ATLANTICO)	34.5/13.8	30
LA UNION (SUCRE)	34.5/13.8	4
LA YE	34.5/13.8	2,5
LAS DELICIAS	34.5/13.8	2,5
LAS FLORES	34.5/13.8	39,2
LAS FLORES	34.5/13.8	28
LAS PALOMAS	34.5/13.8	0,5
LLERASCA	34.5/13.8	1
LOMA DE BALSAMO	34.5/13.8	2
LORICA	34.5/13.8	20
LOS CORDOBAS	34.5/13.8	2
MAJAGUAL	34.5/13.8	5
MANATI	34.5/13.8	4,3
MANAURE	34.5/13.8	8
MANDINGUILLA	34.5/13.8	4
MARACAYO	34.5/13.8	1,5
MARIA ANGOLA	34.5/13.8	1
MARIA LA BAJA	34.5/13.8	6,5
MATA DE CAÑA	34.5/13.8	0,5
MONTELIBANO	34.5/13.8	14
MONTERREY	34.5/13.8	0,5
NUEVA GRANADA	34.5/13.8	6,5
NUEVA RIOMAR	34.5/13.8	39,2
NUEVA RIOMAR	34.5/13.8	39,1
OVEJAS	34.5/13.8	5
PAILITAS	34.5/13.8	4

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 3

SUBESTACIÓN	Tensión	CAPACIDAD
	(KV)	(MVA)
VILLANUEVA	34.5/13.8	10
ZAWADY	34.5/13.8	12,5
EL COPEY	34.5/13.8	5
SANTA MARTA	34.5/13.8	35
SANTA MARTA	34.5/13.8	35
ASTREA	34.5/13.8	4
HATILLO DE LOBA	34.5/13.8	1,6
PUERTO BADEL	34.5/13.8	0,5
RIO VIEJO	34.5/13.8	4
ROTINET	34.5/13.8	5
SAMPUES	34.5/13.8	5
SAN ANDRES DE SOTAVEN	34.5/13.8	5
SAN ESTANISLAO	34.5/13.8	12,5
SAN JUAN NEPOMUCENO	34.5/13.8	6,5
SAN MARTIN DE LOBA	34.5/13.8	3
SANTA ROSA DEL SUR	34.5/13.8	3
SANTA VERONICA	34.5/13.8	5
TALAIGUA NUEVO	34.5/13.8	6,5
URIBIA	34.5/13.8	6,5
VALENCIA (CORDOBA)	34.5/13.8	5

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 4

SUBESTACIÓN	TENSION	CAPACIDAD
	( KV)	(MVA)
BARANOA	115/34,5/13.8	60/35/30
BAYUNCA	66/13.8	35
BOCAGRANDE	66/13.8	2 x (33)
BOSQUE	66/13.8	2 X (20)
	220/66	150
BOSTON	110/34,5/13.8	60/30/35
CALAMAR	66/34,5/13.8	12/06/06
CENTRO (BARRANQUILLA)	110/13.8	2 X (50)
CHAMBACU	66/13.8	2 X (50)
CHINU PLANTA	110/34.5	60
	34,5/13,8	20
CIENAGA	110/13.8	30
CODAZZI	110/34,5/13.8	25/15/12
CORDIALIDAD	110/13.8	50
COSPIQUE	66/13.8	20
	66/13.8	15
	66/4.16	6,25
	66/4.16	6,25
	66/13.8	10
COVEÑAS	110/34.5	60/30/35
	34,5/13,8	14
EL BANCO	110/34,5/13.8	45/30/15
EL CARMEN	110/66/13.8	60/45/20
EL PASO	110/34,5/13.8	50/30/20
EL RIO	110/34.5	125
	34.5/13.8	33
	34.5/13.8	35
	34.5/13.8	28
GAIRA	110/34,5/13.8	60/30/30
GAMBOTE	66/13.8	20
	66/34.5/13.8	12/12/04
LA JAGUA	110/34,5/13.8	30/20/10
LAS FLORES	110/34.5	2 X (50)
LIBERTADOR	110/13.8	2 X (30)
MAGANGUE	110/34,5/13.8	33/14/26
MAICAO	110/13.8	25
MALAMBO	110/34,5/13.8	2 X (60/20/40)
MAMONAL	66/13.8	2 X (33)
MANZANARES	110/13.8	2 X (30)
MEMBRILLAL	66/13.8	35
MOMPOX	110/34,5/13.8	16/06/14
MONTERIA	110/34,5/13.8	2X(40/15/35)

RELACION DE SUBESTACIONES NIVEL DE TENSION 4

SUBESTACIÓN	TENSION	CAPACIDAD
	( KV)	(MVA)
NUEVA COSPIQUE	110/13.8	50
	110/13.8	50
	110/13.8	20
OASIS	110/13.8	2 X (50)
PLANETA RICA	110/34,5/13.8	50/40/15
RIO CORDOBA	110/34,5/13.8	33/21/15
RIO SINU	110/34,5/13.8	2 X (45/30/15)
RIOHACHA	115/34.5/13.2	30/10/25
	115/13.2	15/10
SALAMINA (MAGDALENA)	110/34,5/13.8	30/20/10
SAN JACINTO	66/34.5/13.8	8/04/04
SAN JUAN	110/34,5/13.2	20/15/10
	110/34,5/13.8	50/35/15
SAN MARCOS (SUCRE)	110/34,5/13.8	30/20/10
SIERRA FLOR	110/34,5/13.8	60/30/30
SILENCIO	110/34.5	3 X (70)
	34.5/13.8	31,36
	34.5/13.8	33
	34.5/13.8	39,2
SINCE	110/34,5/13.8	30/20/15
TEBSA	220/110/13.8	100
TERMOCANDELARIA	220/110	100
	220/110/13.8	150/150/50
TIERRA ALTA	110/34,5/13.8	30/20/15
TOLUVIEJO	110/34,5/13.8	60/50/10
UNION (ATLANTICO)	110/34.5	125
VEINTE DE JULIO	110/13.8	2 X (50)
VILLA ESTRELLA	66/13.8	30
ZAMBRANO	66/34.5/13.8	48/24/24
ZARAGOCILLA	66/13.8	2 X (35)

El elemento más importante de una subestación eléctrica es su transformador de potencia, tomando esto en consideración haremos una evaluación del estado operativo de estos equipos.

La última gran intervención a nivel de ensayos de los transformadores pertenecientes a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. fue efectuada en el año 2012 y 2013 por el CIDET, y nos arroja un completo panorama del estado de la transformación perteneciente a este operador de red, se evalúa esta información con otros ensayos realizados durante el año 2014.

Se analizaron inicialmente 232 transformadores ubicados en las diferentes subestaciones del sistema durante el 2012 y 108 transformadores en el 2013 donde básicamente se le hizo seguimiento a los transformadores de mayor criticidad detectados en el 2012, se utilizó una escala para estimar la condición del equipo así:

**Condición 4:** Transformador operando satisfactoriamente, buena condición

**Condición 3:** Transformador presenta una condición anormal leve que debe investigarse y hacer seguimiento

**Condición 2:** El transformador presenta un cuestionamiento por altos niveles de descomposición, se deben tomar acciones inmediatas para establecer tendencias.

**Condición 1:** Transformador con descomposición excesiva, que en caso de seguir operando puede fallar

**Condición 0:** Unidad fallada

## EVALUACIÓN POR TIEMPO DE SERVICIO

### CONDICION POR TIEMPO DE SERVICIO

CANTIDAD TRANSFORMADORES	TIEMPO DE SERVICIO	CONDICIÓN
143	HASTA 25 AÑOS	4
39	ENTRE 25 Y 30 AÑOS	3
35	SUPERAN 30 AÑOS	2
15	NO SE PUDO ESTABLECER	

Se evidenció la existencia de 9 transformadores con más de 40 años de servicios, de los cuales recomendaron efectuar una inspección externa detallada (pintura, setings de refrigeración, fugas de aceite, entre otras y evaluar su nivel de carga).

La ubicación de algunos de estos transformadores son: En la subestación el Silencio la 4 unidades que están en condición 2, en la subestación el RIO las 3 unidades están en condición 2 y otras subestaciones con transformadores en esta condición que no poseen transformadores de respaldo por tanto se consideran críticas con las subestaciones Tolú Viejo, Berrugas, Campo Alegre, Riohacha y la Unión.

## EVALUACIÓN POR ENSAYO DE FURANOS

El aislamiento solido o el papel es el corazón del transformador, pues las expectativas de vida están relacionadas con su condición, el análisis de los compuestos furanicos dan de manera indirecta la estimación de la condición del papel, altas concentraciones de 2.FAL (2-Furfuraldehido) da una indicación del envejecimiento del transformador

De acuerdo a la siguiente tabla y como resultado del ensayo de furanos, 7 unidades en el 2012 habían llegado al final de su vida útil y podían fallar en cualquier momento, observamos que en el 2014 se le hicieron seguimiento a varios de los transformadores descritos en la tabla incluyendo los críticos, el operador de red debe establecer las

contingencias requeridas para evitar prolongadas suspensiones de servicio por la alta probabilidad de falla de estos equipos.

Comparando resultados de Furanos VS el tiempo de servicio, hay correlación, ya que las unidades cuestionadas por furanos tienen más de 30 años de servicio.

EVAUACION DE LA CONDICION BASADA EN FURANOS

SERIAL	FABRICANTE	VOLUMEN ACEITE	AÑO FABRICACION	POTENCIA	2-FAL año 2012	2-FAL año 2014	SUBESTACIÓN	CONDICION	VIDA EN AÑOS (proyectada en el 2012)
12626/T	ABB	8500	1984	16	10877	14570	Mompox	2	0
48447-1308	Siemens	4676	1983	14	29760	35673	Sabanagrande	2	0
77.40.131	PA UWELS	3600	1978	6.3	15071		Fonseca	2	0
77.40.214	PA UWELS Jeumont	10700	1978	20	38827	9069	San Juan	2	0
88849	Schneider	8100	1970	28	8945		EL RIO	2	0
98330	Siemens	1500	1987	2	8556	10287	Tamalameque	2	0
L30267	BBC	5800	1980	15	15230	19318	Cerete	2	0
92024653	Siemens	785	1989	0.5	2289		Casa De Zinc	2	1
64995953	Siemens	1500	1983	2	5376	6610	Simaña	2	3
L30266	ABB		1980	15	4876	5224	Loma Del Potrerillo	3	5
64982-1107	Siemens	1900	1984	4	4688	6330	Guamal	3	5
71145	Siemens	1514	1981	2	4578	6960	Pueblo Nuevo	3	5
154224	Siemens	5030	1996	10	4324		Sahagun	3	6
77.40.215	Pauw els	8686	1978	10	4152	9069	San Juan	3	6
BECERRILL					4001	8330	Becerril	3	6
48893	Siemens		1981	14	3796	5650	Montelibano	3	7
6817	OEL	10200	1971	35	560	10	Membrillal	3	7
430659	A EG		1998	20	2835		El Bosque	3	7

En el 2013 ingreso la subestación Guacamayal a condición 2 por el parámetro evaluado, y se confirmó el envejecimiento de los que ya habían sido evaluados bajo condición 2 y que presentan una alto grado de envejecimiento.

## EVALUACIÓN POR GENERACIÓN DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL ACEITE-DGA

De acuerdo con los criterios de evaluación de gases, se tiene que de las 232 unidades evaluadas, se encontraron 15 en condición 2, y 32 unidades en condición 3. En la siguiente tabla se relacionan las 15 unidades más cuestionadas por los gases combustibles y el posible tipo de falla de acuerdo con los criterios de diagnóstico de la IEEE C57.104-2008.

EVALUACION GENERACION DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE

SERIE EQUIPO	SUBESTACIÓN	CALIFICACION	AÑOS DE SERVICIO	ROGERS	Dornenburg	DUVAL	Gas Clave
148223	Mata de Caña	2	9	falla Térmica De Baja Temperatura	Descarga Parcial	Descargas parciales tip	Corona en aceite
200108	Pradera	2	10	No Hay Falla	No Hay Falla	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
2533586	Centro Alegre	2	4	No hay falla	No Hay Falla	Descargas parciales tip	Corona en aceite
253585	Sena	2	4		Descarga Parcial	Falla Térmica >700°C	Corona en aceite
518711157	Santa Lucia	2	2	Falla Térmica >700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
77.40.132	Berrugas	2	31		Falla No Identificable Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
78466	Veinte de Julio	2	26	Falla Térmica <700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
L30244	Cortijo	2	30	Falla Térmica <700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
OTHV3-24370109	Bocas De Ure	2	0		Falla No Identificable	Descarga Eléctrica de alta energía, tipo arco eléctrico	Celulosa sobrecalentada
P9173521-13810	Salguero	2	12		Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Celulosa sobrecalentada
POZO AZUL-SP	Pozo Azul	2	17		Arco Eléctrico	Descarga Eléctrica de baja energía	Arco en aceite
S-251105	Chambacu	2	31	Falla Térmica <700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
S-252075	Las Flores	2	26		Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
SUCRE	Sucre	2		Falla Térmica <700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado
TERMOGUAJIRA	Termogujira	2		Falla Térmica >700°C	Falla Térmica	Falla Térmica >700°C	Aceite sobrecalentado

De las anteriores subestaciones ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. presenta evidencia de hacer seguimiento con ensayos a los siguientes transformadores: Veinte de Julio en el 2013, El Cortijo en el 2014, Salguero en el 2014 y Las Flores en el 2013, pudimos observar que en dichos ensayos se sigue evidenciando la criticidad de estos transformadores de acuerdo al parámetro evaluado.

## EVALUACIÓN POR CONDICIÓN DEL ACEITE AISLANTE

Se evidenciaron tres unidades cuyo contenido de PCB's mostró valores mayores de 50ppm. Las unidades contaminadas con PCB's fueron las siguientes:

SERIE EQUIPO	FABRICANTE	VOLUMEN ACEITE	AÑO FABRICACION	POTENCIA	PCB'S	SUBESTACIÓN	CALIFICACION	AMBIENTAL
SAN ONOFRE	Westingouse		1966	10	165	San Onofre	2	CONTAMINADO
88849	Jeumont Schneider	8100	1970	28	94	EL RIO	2	CONTAMINADO
200104	ABB	3374	1999	6.5	57	San Antero	3	CONTAMINADO
77.40.131	PA UWELS	3600	1978	6.3	47	Fonseca	2	DUDOSO

De los transformadores de la tabla anterior hay evidencia de seguimiento mediante ensayos en el 2014 a los transformadores de San Onofre y San antero, no se evidencia seguimiento al transformador de la subestación el RIO y el transformador de Fonseca fue cambiado.

Estos transformadores contaminados deben ser reemplazados, no se puede realizar ningún tratamiento de aceite, pues facilitaría la contaminación de otros equipos y/o máquinas de tratado de aceite.

De acuerdo al estado del aceite aislante realizado en el 2012 y con seguimiento en el 2013 por el CIDET se evidenció lo siguiente:

Se encontraron en total 119 unidades cuestionadas y calificación inferior a 4, de acuerdo con los resultados de la condición del aceite.

De estos 119 equipos cuestionados, hay 26 unidades cuyo contenido de agua es muy alto, con muy alta probabilidad de encontrar agua libre en el interior de los Transformadores, por lo que esta condición pone en riesgo de falla a las unidades.

Hay 4 unidades que muestran un envejecimiento acelerado de su aislamiento líquido el cual podría estar asociado con el tiempo de servicio o la cargabilidad de las unidades. Estas son: El transformador Brown Boveri de Magangué, el transformador Siemens de Villanueva, el transformador Siemens de Zaragocilla, este transformador de Zaragocilla falló el 9 de julio del 2015 quedando fuera de servicio y debió ser reemplazado.

El mayor problema de los cuestionamientos para los equipos de Electricaribe, se debe a la alta humedad de los aislamientos que trae como consecuencia la baja rigidez dieléctrica del aceite. Por esta razón se recomienda tomar acciones como el secado de la parte activa y prevenir el ingreso de humedad con los controles sobre la sílica gel y el manejo adecuado de las fugas en los transformadores.

En los ensayos posteriores efectuados de seguimiento a los transformadores, de los cuales tenemos los resultados hasta el año 2014, no se evidencia una mejora sustancial en los equipos analizados.

## **CARGABILIDAD TRANSFORMADORES**

En la siguiente tabla observaremos algunos inconvenientes de cargabilidad de transformadores asociados al sistema de Electricaribe S.A. E.S.P. , nivel de tensión 4, donde se describe el proyecto asociado para mejorar dicha cargabilidad y su fecha de entrada,

CARGABILIDAD TRANSFORMADORES NOVIEMBRE DEL 2015

TRANSFORMADOR	OCURRENCIA DIAS	CARGABILIDAD	PROYECTO ASOCIADO	FECHA ESTIMADA
BOSQUE 4 150 MVA 220/66 KV	1	98,54%	ATR BOSQUE 4 150 MVA 220/110/66 KV Nuevo punto de conexión San Juan	MAY 2017
VALLEDUPAR 60 MVA 220/34,5/13,8 KV	1	108,02%	220/110 kV ATR 3 Valledupar 220/34.5 kV	NOV 2018
CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 KV	1	100,48%	Chinú - Montería - Urabá 220 kV ATR Montería 2x100 MVA 220/110 kV	NOV 2016 NOV 2017

Fuente: M

Ç

## RESULTADO DE VISITAS DE INSPECCIÓN REALIZADAS A SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE ELECTRICARIBE

Durante el año 2014 se visitaron 60 subestaciones pertenecientes al sistema de Electricaribe S.A. E.S.P., encontrándose múltiples hallazgos técnicos, siendo las subestaciones rurales las que presentaron peor estado de mantenimientos, dentro de los hallazgos más comunes tenemos:

- ✓ Subestaciones sin señalización de riesgo eléctrico en los lugares de acceso.
- ✓ Las subestaciones no cuentan con sistema de detección y extinción de incendios.
- ✓ Las subestaciones no cuentan con registros de inspección de Sistema de Puesta a Tierra.
- ✓ También se evidenciaron subestaciones que requieren mantenimiento y mejora en su Sistema de Puesta a tierra.
- ✓ Se hallaron transformadores con fuga de aceite.
- ✓ Se encontro Silica Gel en transformadores en mal estado.
- ✓ Se encontro ventiladores de transformadores, fuera de servicio.
- ✓ Se necesita realizar limpieza y mantenimiento general del patio de las subestaciones.
- ✓ Se hallaron transformadores sin su respectivo foso de aceite.
- ✓ Se encontraron postes de pórticos en mal estado (requieren cambio).
- ✓ Se evidencian cuartos de control sin iluminación.
- ✓ En algunas subestaciones con frontera del STN-STR no se encontró transformador de reserva.
- ✓ En algunas subestaciones se encontraron empalmes de cableado en mal estado.
- ✓ Existen subestaciones sin sistema de apantallamiento.
- ✓ Se evidenciaron transformadores con sobrecargas y trabajando a temperaturas superiores a las recomendadas por el fabricante.
- ✓ Se encontraron equipos con avanzada vida útil, los cuales requieren cambio.
- ✓ Se encontraron cables sin canalización arrojados en los patios, lo cual compromete la integridad de los mismos.
- ✓ Se evidenció falta de mantenimiento en accionamientos de seccionadores.
- ✓ Se encontró falta de mantenimiento en los aislamientos de equipos de patio.

## RESULTADO VISITAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL MARCO DE LA ESTRATEGIA CARIBE

Adicionalmente en lo corrido del año 2015 y en el marco del plan “Estrategia Caribe – Todos Ponen” adelantado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se realizaron visitas a los circuitos de distribución de las zonas con mayor problemática del servicio en las capitales de los departamento de la costa para verificar el estado de la infraestructura. De estas visitas los principales hallazgos encontrados son:

- ✓ Estructura tipo poste en mal estado y desaplomados.
- ✓ Infraestructura de sistema de distribución local dentro de las viviendas.
- ✓ Acercamiento de vegetación y viviendas a las redes (distancia de seguridad).
- ✓ Elementos extraños en la red (limpieza).
- ✓ Retenidas dentro de las viviendas.
- ✓ Sobrecarga de transformadores.
- ✓ Protecciones de transformadores averiadas.
- ✓ Medidores deteriorados y sin tapa.
- ✓ Acometidas domiciliarias instaladas a baja altura.
- ✓ Conexiones ilegales.
- ✓ Transformadores de distribución en mal estado.
- ✓ Transformadores de distribución sobrecargados.
- ✓ Fluctuaciones de voltaje
- ✓ Conductores de redes en mal estado
- ✓ Empalmes inadecuados
- ✓ Transformadores y protecciones sin puesta a tierra

- **Inversiones y Mantenimientos**

Por restricciones de caja ELECRICARIBE S.A. E.S.P., no ha podido en los últimos años efectuar los mantenimientos e inversiones requeridas para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio de energía suministrada a sus usuarios.

Los recursos destinados anualmente a sus programas de mantenimientos e inversiones, los cuales dependen de su flujo de caja y no de las necesidades reales del sistema, y además estos, también se ven afectados en su ejecución por las restricciones económicas de la empresa, podemos observar en el informe del auditor externo de gestión y resultados del año 2014 la siguiente información:

#### **MANTENIMIENTOS EN REDES MEDIA Y BAJA TENSION**

DESCRIPCION	PLAN 2014	EJECUCION 2014	DIFERENCIA	PORCENTAJE DE EJECUCION
Plan de mantenimiento	31.872	25.419	6.453	79,75%

Cifras en millones de pesos

#### **INVERSIONES PROGRAMADAS Y EJECUTADAS EN LOS ULTIMOS 3 AÑOS**

DESCRIPCION	PLAN 2014	EJECUCION N 2014	% E/P 2014	PLAN 2013	EJECUCION 2013	% E/P 2014	PLAN 2012	EJECUCION N 2012	% E/P 2012
INVERSIONES	242.862	178.645	73,56	184.447	191.304	103,72	215.960	161.444	74,7

Podemos evidenciar falta de ejecución de un 20% en mantenimientos en redes de media y baja tensión durante el año del 2014 y una reducción del 26% en las inversiones programadas para los años del 2012 y 2014. Estas reducciones tienen incidencia en la disminución de la calidad del servicio prestado.

A continuación se presentan los presupuestos del plan inversiones que realizará

Electricaribe S.A. E.S,P con recursos propios, establecidos dentro del denominado Plan Caribe 5. La información se presenta agrupada por tipologías, geografía, anualizados.

TIPOLOGIA DE INVERSION	2015 (MCOP)	2016 (MCOP)	2017 (MCOP)	2018 (MCOP)	2019 (MCOP)	TOTAL
REPOSICIÓN DE ACTIVOS	37.328	46.075	35.906	36.075	35.140	190.524
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	34.724	48.095	42.527	43.052	43.290	211.688
PLANES DE INVERSIÓN EN EXPANSIÓN	12.879	64.489	62.110	69.904	79.962	289.344
NUEVAS TECNOLOGÍAS	18.379	19.514	16.707	16.400	16.294	87.294
REDUCCIÓN Y MTTO DE PÉRDIDAS	31.395	79.826	73.842	74.569	75.315	334.947
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>134.705</b>	<b>257.999</b>	<b>231.092</b>	<b>240.000</b>	<b>250.001</b>	<b>1.113.797</b>

ALCANCE / NIVEL DE INVERSIÓN	2015 (MCOP)	2016 (MCOP)	2017 (MCOP)	2018 (MCOP)	2019 (MCOP)	TOTAL
SDL - Recurrente	112.465	178.469	163.689	168.733	167.951	791.307
SDL - Singular	13.299	73.113	67.403	71.267	82.049	307.131
STR	8.942	6.417	0	0	0	15.359
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>134.706</b>	<b>257.999</b>	<b>231.092</b>	<b>240.000</b>	<b>250.000</b>	<b>1.113.797</b>

DEPARTAMENTO	2015 (MCOP)	2016 (MCOP)	2017 (MCOP)	2018 (MCOP)	2019 (MCOP)	TOTAL
Atlantico	23.130	36.560	39.535	55.969	27.757	182.951
Bolivar	21.135	45.089	34.087	44.590	43.541	188.442
Cesar	6.291	18.675	17.098	14.919	20.010	76.993
Cordoba	9.117	22.982	15.999	12.103	23.208	83.409
Guajira	6.867	8.429	9.287	5.544	4.743	34.870
Magdalena	5.649	15.633	16.410	7.175	18.338	63.205
Sucre	5.142	8.803	7.693	7.917	21.257	50.812
Electricaribe	57.375	101.828	90.982	91.782	91.147	433.114
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>134.706</b>	<b>257.999</b>	<b>231.091</b>	<b>239.999</b>	<b>250.001</b>	<b>1.113.796</b>

Electricaribe S.A. E.S.P. manifiesta que este plan está supeditado a su flujo de caja así como a la adopción de medidas regulatorias y normativas que incidan de manera efectiva en la reducción de las pérdidas y la morosidad. Y el no incremento del nivel de endeudamiento que en la actualidad es de 1,4 billones de pesos.

Se observa una disminución marcada de las inversiones para el año 2015 y las inversiones proyectadas entre el 2016 y el 2019 muy similares a las inversiones inicialmente programadas para el año 2014, lo que permite inferir que se va a seguir presentando un rezago en las inversiones que requiere el sistema operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

## **ANÁLISIS DE ZONAS ESPECÍFICAS DEL SISTEMA DE ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. CON SITUACIONES COMUNES A LOS 7 DEPARTAMENTOS DE LA COSTA CARIBE**

### **CARTAGENA – BOLIVAR**

Presentamos algunas obras y actividades requeridas por el sistema, no incluidas en el plan5 Caribe:

- La construcción de una nueva subestación, que atienda un alto crecimiento de usuarios para la zona y barrios adyacentes a los barrios El Campestre, Villa hermosa, Nelson Mandela.
- Mejorar sustancialmente la capacidad del anillo a nivel de tensión 66KV, con que cuenta la ciudad de Cartagena, actualmente al quedar por daños o por mantenimientos por fuera una parte del mencionado anillo, existen restricciones para el transporte de la carga demandada por los usuarios en las partes que quedan en servicio, lo anterior podría mejorarse en forma parcial por aumento de calibres de conductores en o en forma definitiva por aumento de nivel de tensión a 110 KV.
- Aumento en el número de circuitos de distribución de media tensión, hay circuitos que atienden gran cantidad de usuarios, lo que se traduce en baja confiabilidad y calidad del servicio.
- Repotenciación o aumento de capacidad de circuitos de media tensión existentes.
- Cambio de transformadores en mal estado y sobrecargados, la mayoría de estos transformadores tienen muchos años de servicio y la demanda ha ido evolucionando tanto en crecimiento de número de usuarios como también en sus características, por ejemplo de residencial a comercial.
- Remodelación de redes de baja tensión, las cuales además de las variaciones de carga, mencionadas en el ítem anterior, también presentan deterioro por los años en servicio y acción del medio ambiente.
- La realización de un adecuado estudio de coordinación de protecciones en las redes de distribución, de tal manera que permita sectorizar las fallas y no afectar la totalidad de los usuarios asociados a los circuitos de distribución de media tensión.
- Realizar mayores inversiones en el programa de pérdidas, ya que se requiere mejorar los ingresos y hacer sostenible el sistema de distribución.

## **DEPARTAMENTO DE SUCRE**

Construcción de nuevas subestaciones en municipios que no tienen y que por la cantidad de usuarios la meritan, además para un suministro de energía con los parámetros de calidad que se requieren, es necesario que máximo entre 30 y 50 kilómetros de líneas, construir una subestación; en el departamento de Sucre, hay líneas que alimentas varias poblaciones con longitudes cercanas y mayores a los 100 kilómetros, teniendo en cuenta lo anterior se requieren nuevas subestaciones en San pedro, San Benito de Abad, San Antonio de Palmito, Coloso, Chalan.

Se requiere estudio e implementación de nueva arquitectura de red, en las subestaciones a construir y construidas como es el caso de la subestación Sampues, recién terminada pero que está asociada a redes obsoletas que no garantizan una mejora sustancial en la prestación del servicio.

Construcción de nuevas líneas a 34,5 KV para fortalecer la capacidad de transporte de energía y confiabilidad del sistema.

Terminar la ampliación de la subestación chinu, la cual tiene previsto su ampliación con la instalación de un nuevo transformador de 150 MW y obras asociada, con esto se mejora la confiabilidad para el departamento de Sucre y parte del departamento de Córdoba.

Mejoramiento de redes que incluyan cambio de transformadores en mal estado y sobrecargados, la mayoría de estos transformadores tienen muchos años de servicio y la demanda ha ido evolucionando tanto en crecimiento de número de usuarios como también en sus características, por ejemplo de residencial a comercial y remodelación de sus redes de baja tensión, las cuales además de las variaciones de carga mencionadas, también presentan deterioro por los años en servicio, intervenciones no autorizadas, robos y el medio ambiente.

La realización de un adecuado estudio de coordinación de protecciones en las redes de distribución, de tal manera que permita sectorizar las fallas y no afectar la totalidad de los usuarios asociados a los circuitos de distribución de media tensión.

Realizar mayores inversiones en el programa de pérdidas, ya que se requiere mejorar los ingresos y hacer sostenible el sistema de distribución.

### **Calidad del servicio**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

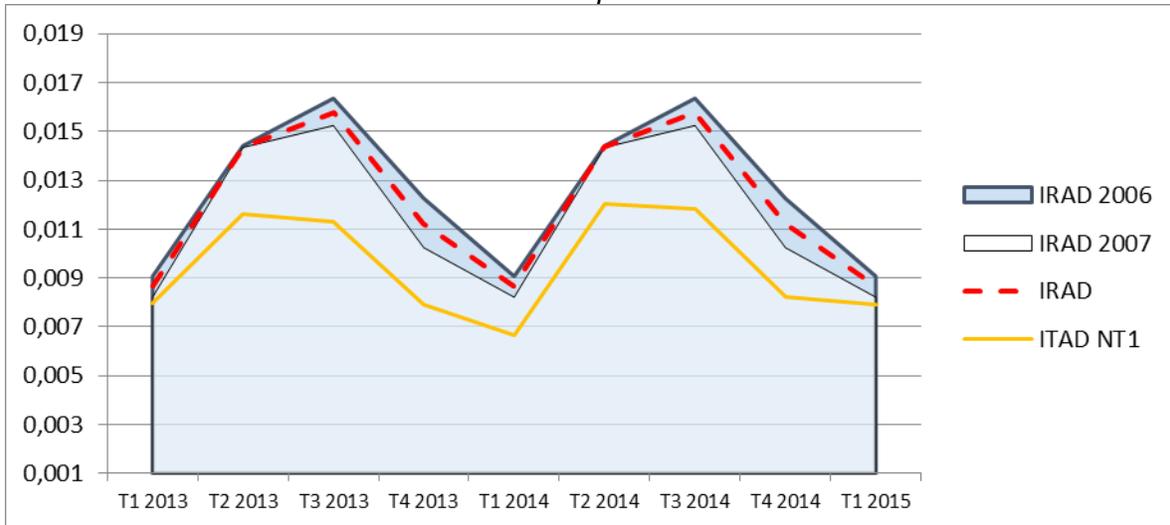
Con relación a lo anterior, se encuentra que la empresa ingresó a este nuevo esquema, por lo cual en la Resolución 025 de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Electricaribe S.A. E.S.P., adicional a lo anterior y mediante radicado SSPD 20135290506082, la CREG informa a la SSPD el inicio de la aplicación de nuevo Esquema de Calidad para esta ESP, se debe dar a partir del 01 de octubre de 2013, motivo por el cual, se encuentra información a partir de esta fecha, es decir, desde el último trimestre de 2013.

Las gráficas 1 y 2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; de acuerdo con la normatividad vigente, cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio, en este caso, el OR no puede aumentar el cargo.

En el caso en el que el ITAD se sitúe por debajo del IRAD y fuera de esa banda de indiferencia el OR puede aplicar el incentivo y aumentar el cargo; en contraste, si el ITAD está por encima del IRAD y por fuera de la banda de indiferencia, el OR aplica para compensar.

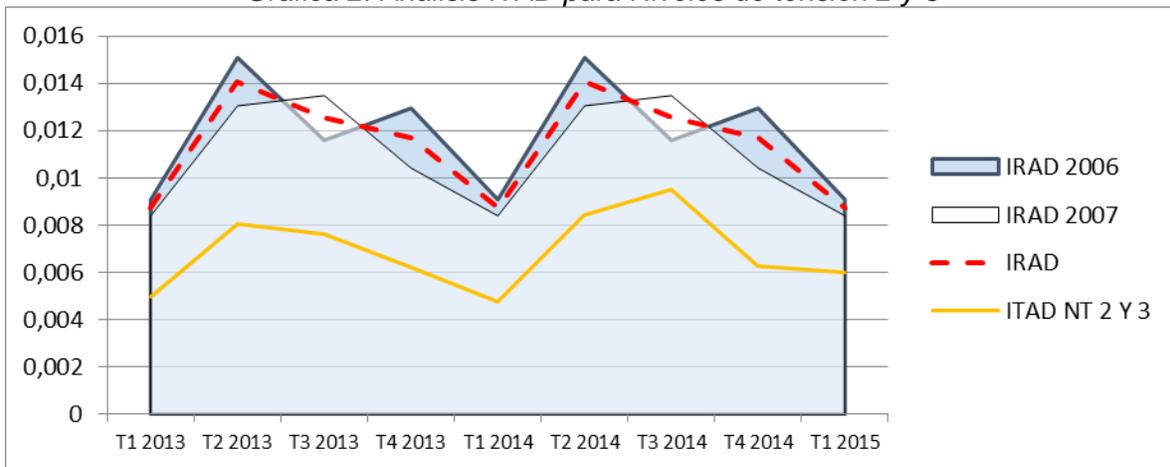
Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 se puede observar que durante todos los períodos, el ITAD se mantuvo por debajo de la línea del IRAD y por fuera de la banda de indiferencia mencionada, lo que implicó que el OR accedió al incentivo de un aumento en el cargo.

*Gráfica 1. Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1*



Fuente SUI – DTG

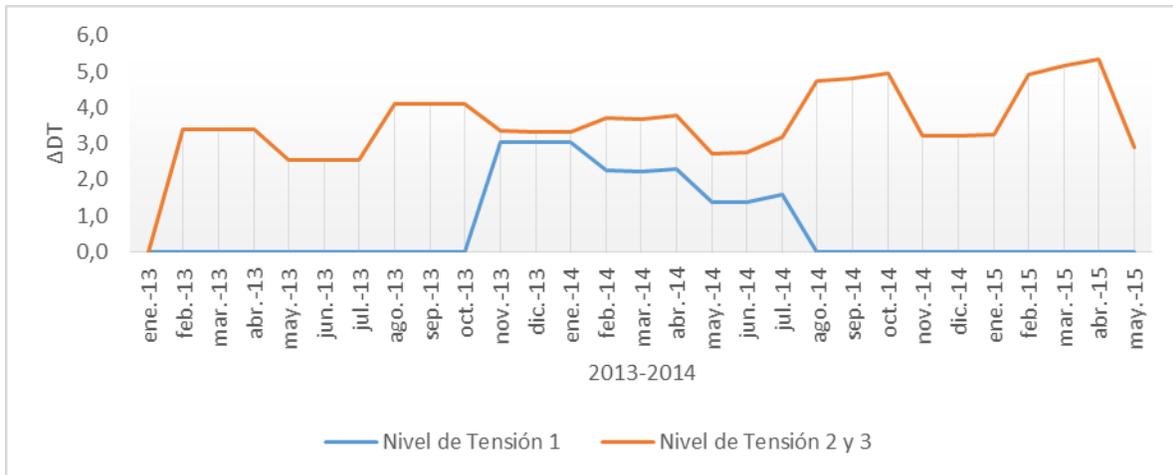
*Gráfica 2. Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3*



Fuente SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad  $\Delta Dt$ , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa. Estos valores son calculados y reportados mes a mes.

*Gráfica 3. Variación Trimestral de la Calidad*



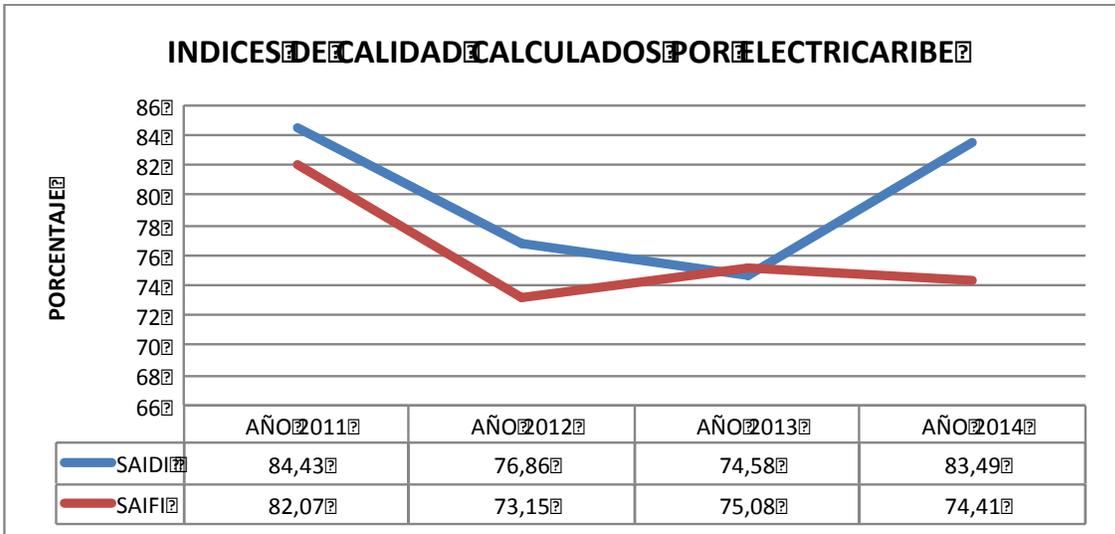
Fuente SUI – DTGE

Es visible en la gráfica, que los valores de variación trimestral de la calidad reportados por la Empresa en todos los periodos son positivos (mayores que cero), lo que traduce que la empresa ha cumplido con la regulación vigente.

El análisis de los parámetros que permiten establecer la calidad de la prestación del servicio a los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a la luz de la regulación vigente, no refleja las múltiples quejas y percepción de mala calidad del servicio de energía que tienen en general sus usuarios, ya que las fallas más frecuentes y con alta duración no tienen la incidencia que deberían tener en los indicadores por que la empresa cuenta con grandes zonas de alto consumo con incidencias de fallas de menor frecuencia y duración que impactan en mayor medida dichos indicadores, lo anterior sumado a que cuando se establecieron los índices de referencia en el 2006 y 2007, estos quedaron con valores muy bajos por las condiciones de servicio en ese momento y por tanto es relativamente fácil para el OR cumplir con las metas fijadas.

### SAIDI Y SAIFI

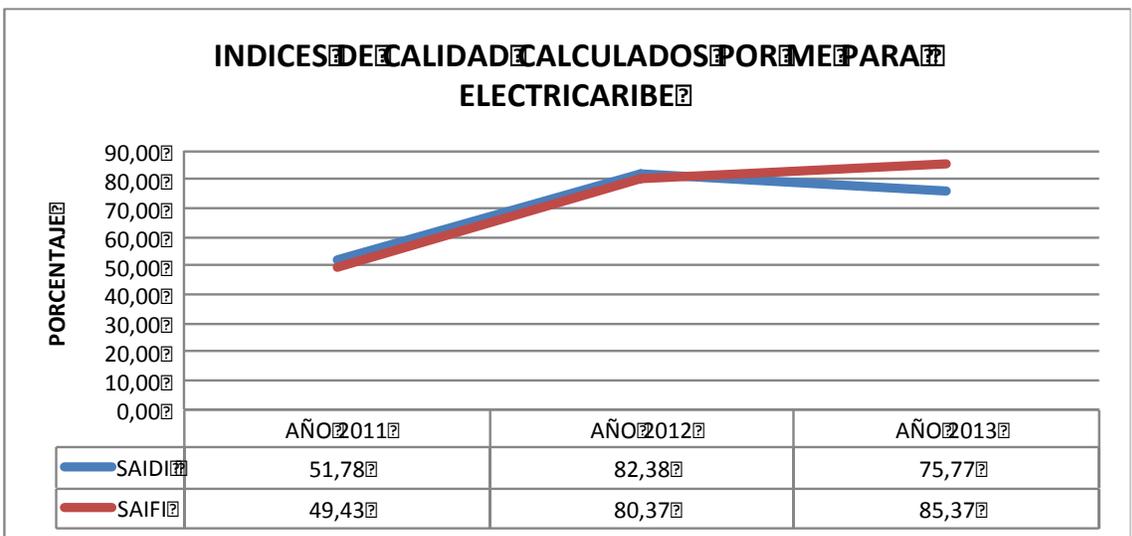
Analizaremos el comportamiento de estos índices de calidad, tomaremos en primera instancia los calculados por Electricaribe S.A. E.S.P., tomado de los informes de gestión del OR los años 2013 y 2014.



Podemos observar en esta gráfica, que el índice SAIDI que muestra la duración promedio de las interrupciones que perciben los usuarios, aumento entre el 2013 y el 2014, disminuyendo por tanto la calidad del servicio.

El índice SAIFI que muestra la frecuencia promedio de las interrupciones gestionables que perciben los usuarios, presentó un incremento entre los años 2012 y 2013, y decreció ligeramente para el año 2014.

Tomaremos en segunda instancia los índices calculados por el consultor mercados energéticos ME, para la definición de los niveles exigibles de calidad en las redes del SIN.



Podemos observar en esta gráfica, que el índice SAIDI que muestra la duración promedio de las interrupciones que perciben los usuarios, aumento entre el 2011 y el 2012, disminuyendo para el año del 2013.

El índice SAIFI que muestra la frecuencia promedio de las interrupciones gestionables que perciben los usuarios, presento un incremento sostenido entre los años 2011 y 2013.

De acuerdo a cálculos efectuados por el consultor mercados energéticos ME, los valores promedio para Colombia del SAIDI se ubica en 28 y del SAIFI EN 40, para el año 2013, lo que significa que para ese año los usuarios de Electricaribe fueron peor servidos en proporción de 2 a 3 veces con respecto al promedio nacional.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Con base la calificación integral de los transformadores de potencia, se tiene que del total de 232 unidades evaluadas se detectaron 154 con calificación inferior a 4, lo que equivale que el 66.4% del parque de Transformadores de Electricaribe S.A. ESP, presentaba algún tipo de anomalía y que por lo tanto se deben implementar acciones de mejora o actividades de mantenimiento que mejoren su condición y extiendan su vida remanente. Hay 3 equipos cuyo aceite mostró contaminación por Bifenilos Policlorados. Para estos equipos no se recomienda realizar trabajos que involucren la manipulación de su aceite, porque podría contaminar otros equipos o las plantas de tratamiento por contaminación cruzada.

De acuerdo con la evaluación realizada a los aislamientos se estima que los equipos que presentan mayor criticidad y riesgo de falla, son las 8 unidades que presentan alto contenido de compuestos furánicos, por lo que se recomienda a Electricaribe S.A. ESP realizar un plan de contingencia para atender los riesgos de falla de estas unidades.

Adicionalmente, Electricaribe cuenta con otras unidades que presentan riesgos de falla por su envejecimiento o tiempo de servicio. Se recomienda elaborar un Plan de contingencia para aquellas unidades que superan los 40 años de servicio.

La empresa presenta problemas generalizados de humedad al interior de 83 transformadores que equivalen aproximadamente al 36% del parque de transformadores. El real problema es para aquellos que tienen una alta probabilidad de tener agua libre en el fondo del transformador. Se recomienda ejecutar acciones para realizar el secado de estas unidades y mejorar las condiciones dieléctricas de estos equipos.

### **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

El sistema operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. presenta un rezago en inversiones y mantenimientos, lo que ocasiona el mal servicio que se presta en la costa Caribe, para mejorar el sistema, además de las obras contempladas en el Plan 5 Caribe, se requiere hacer énfasis entre otros de los siguientes aspectos:

- Construcción de nuevas subestaciones de distribución y obras asociadas, tales como arquitectura de redes y líneas de alimentación.
- Repotenciación de subestaciones de distribución sobrecargadas.
- Construcción de nuevos circuitos de distribución a 13,2 KV y obras asociadas tales como las celdas de protecciones en subestaciones y de la infraestructura requerida.

- Construcción de anillos o fortalecimiento de los existentes, de tal manera que se permita mejorar la confiabilidad del sistema.
- Mejoramiento e intervención de redes que incluyan cambios de postes en mal estado, de transformadores en mal estado y sobrecargados, la mayoría de estos transformadores tienen muchos años de servicio y la demanda ha ido evolucionando tanto en crecimiento de número de usuarios como también en sus características, por ejemplo de residencial a comercial y la remodelación de sus redes de baja tensión asociadas, las cuales además de las variaciones de carga mencionadas, también presentan deterioro por los años en servicio, intervenciones no autorizadas, robos y el medio ambiente.
- Repotenciación la de capacidad de los circuitos de distribución de 13,2 KV existentes, que lo requieran por sus condiciones operativas actuales.
- La realización de un adecuado estudio de coordinación de protecciones en las redes de distribución, de tal manera que permita sectorizar las fallas y no afectar la totalidad de los usuarios asociados a los circuitos de distribución de media tensión.
- Realizar mayores inversiones en el programa de pérdidas, ya que se requiere mejorar los ingresos y hacer sostenible el sistema de distribución.
- Mejorar las inversiones en mantenimientos preventivos, en confiabilidad y renovación de equipos, que permitan recuperar el rezago que en esta materia, presenta el sistema de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

### **CALIDAD DE SERVICIO**

El análisis de los parámetros que permiten establecer la calidad de la prestación del servicio a los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a la luz de la regulación vigente, no refleja las múltiples quejas y percepción de mala calidad del servicio de energía que tienen en general sus usuarios, ya que las fallas más frecuentes y con alta duración no tienen la incidencia que deberían tener en los indicadores, porque la empresa cuenta con grandes zonas de alto consumo con incidencias de fallas de menor frecuencia y duración que impactan en mayor medida dichos indicadores, lo anterior sumado a que cuando se establecieron los índices de referencia en el 2006 y 2007, estos quedaron con valores muy bajos por las condiciones de servicio en ese momento y por tanto es relativamente fácil para el OR cumplir con las metas fijadas.

Efectuando una comparación de los índices de calidad SAIDI y SAIFI de los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., con respecto a estos indicadores a nivel nacional, podemos concluir que para el año 2013 los usuarios de Electricaribe S.A. E.S.P. fueron peor servidos en proporción de 2 a 3 veces con respecto al promedio nacional

### **3. DIAGNÓSTICO COMERCIAL**

Se analizan los aspectos comerciales de la empresa relacionados con:

#### **Número De Suscriptores**

De acuerdo con la información suministrada al SUI, la empresa reportó para los periodos del año 2014 y lo que aparece registrado hasta Septiembre del año 2015, los siguientes suscriptores:

Tabla 1. Número de suscriptores 2014/2015.

<b>ESTRATO Y SECTOR</b>	<b>Año 2014</b>	<b>% Part 2014</b>	<b>Año 2015</b>	<b>% Part 2015</b>
Estrato 1	944.442	49%	1.025.317	49%
Estrato 2	540.772	28%	565.771	27%
Estrato 3	209.932	11%	223.683	11%
Estrato 4	70.512	4%	76.155	4%
Estrato 5	26.593	1%	28.960	1%
Estrato 6	29.821	2%	32.825	2%
<b>Total Residencial</b>	<b>1.822.072</b>	<b>94%</b>	<b>1.952.711</b>	<b>94%</b>
Industrial	2.750	0%	3.315	0%
Comercial	89.438	5%	106.611	5%
Oficial	4.333	0%	4.929	0%
Otros	10.336	1%	11.527	1%
<b>Total No Residencial</b>	<b>106.857</b>	<b>6%</b>	<b>126.382</b>	<b>6%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.928.929</b>	<b>100%</b>	<b>2.079.093</b>	<b>100%</b>

Fuente: SUI

En la Tabla 1 se observa que el número de suscriptores de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. para el año 2014 era de 1.928.929, de los cuales el 94% corresponde al sector residencial y el 6% al sector no residencial.

Que el 49% de los usuarios de la empresa están ubicados en el estrato 1. Que del sector residencial, los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 representan el 88% de la totalidad de usuarios de la entidad y los demás estratos el 7 %.

De la misma tabla se puede notar que con relación a lo reportado hasta la fecha en el 2015, el número de usuarios es de 2.079.093 lo que constituye una variación en el año 2015 con relación al 2014, de unos 150.164 suscriptores que representan el 7.7% de aumento; sin embargo, los porcentajes relacionados con la participación de usuarios del sector residencial se ha mantenido, es decir, que el sector residencial sigue representando el 94% de los usuarios de dicha empresa, y que el 49% de los mismos están ubicados en el Estrato 1.

De estos mismos datos reflejados en la tabla anterior, se nota que de los usuarios de la citada empresa, tanto para el año 2014 como para el 2015, el sector comercial representa el 5% de dichos usuarios y que el sector industrial es el 0001%, de los mismos.

Del análisis anterior se colige sin lugar a equívocos que la empresa debe encaminar todos sus esfuerzos a darle prioridad a la buena prestación del servicio a los sectores residenciales más vulnerables de la región, ya que en estos están concentrados el 88 % de ellos. Lo anterior sin detrimento de su obligación de mantener la misma calidad en los demás estratos y sectores.

El área de influencia de la empresa, como es de público conocimiento la constituye la región caribe la que representa el 99.99% de los usuarios de dicha empresa. La mayor concentración de sus usuarios se encuentran localizados en el departamento del Atlántico, seguido de los departamentos en su orden de Bolívar, Córdoba, Magdalena, Sucre, Cesar y La Guajira.

### Niveles de Consumos

Tabla 3. Consumo por Estrato y Sector.

ESTRATO Y SECTOR	2014	2015	% Aumento / Disminución
Estrato 1	2.504.942.555	2.235.252.966	-11%
Estrato 2	1.587.785.841	1.214.079.763	-24%
Estrato 3	789.694.289	599.808.706	-24%
Estrato 4	351.086.513	267.962.445	-24%
Estrato 5	161.020.250	119.776.965	-26%
Estrato 6	248.017.139	186.063.966	-25%
Industrial	1.425.150.498	1.266.864.466	-11%
Comercial	1.938.863.134	1.629.694.481	-16%
Oficial	244.898.196	185.928.650	-24%
Alumbrado Publico	227.966.081	169.521.487	-26%
Especial Asistencial	241.285.262	209.041.373	-13%
Especial Educativo	215.493.546	150.329.030	-30%
Areas Comunes	1.854.684	3.061.884	65%
Industrial Bombeo	76.757.113	49.403.166	-36%
Distrito Riego	21.357.292	30.169.512	41%
<b>TOTAL</b>	<b>10.036.172.393</b>	<b>8.316.958.860</b>	<b>-17%</b>

Fuente: SUI

Tabla 4. Porcentaje participación en Consumo de Usuarios Por Estrato y Sectores.

ESTRATO Y SECTOR	% Participación 2014	% Participación 2015
Estrato 1	25%	27%
Estrato 2	16%	15%
Estrato 3	8%	7%
Estrato 4	3%	3%
Estrato 5	2%	1%
Estrato 6	2%	2%
Industrial	14%	15%
Comercial	19%	20%
Oficial	2%	2%
Alumbrado Publico	2%	2%
Especial Asistencial	2%	3%

Especial Educativo	2%	2%
Areas Comunes	0%	0%
Industrial Bombeo	1%	1%
Distrito Riego	0%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: SUI.

En las tablas 3 se observa el consumo total de energía de los suscriptores de la empresa Electricaribe S. A. para el año 2014 y 2015, por estrato, sector y los porcentajes de aumento o disminución que ha habido entre un año y otro.

En la tabla 4 el porcentaje de participación de cada uno de los estratos o sectores relacionados con dichos consumos, y en donde se nota que los estrato 1 y 2 son los de mayor consumo con unos porcentajes de 25 y 27% y 16 y 15 % para cada uno de los años, seguidos por los sectores Industrial y Comercial con unos porcentajes de 14 y 15% y 19 y 20% respectivamente para cada año.

Que el Sector residencial representa el 56 % y 55% de consumo respectivamente para los años 2014 y 2015, y el Sector Industrial y Comercial, el 33 y 35 % para los mismos años. Lo cual significa que entre estos sectores y el residencial se consume el 90% de la energía por parte de los usuarios de la empresa. El 10% restante es consumido por los otros sectores relacionados en dicha tabla no tan representativos.

Tabla 5. Consumo mensual por usuario por Estrato y Sector

<b>ESTRATO Y SECTOR</b>	<b>Consumo 2014</b>	<b>Suscriptores 2014</b>	<b>Consumo por usuario mensual 2014</b>	<b>Consumo 2015</b>	<b>Suscriptores 2015</b>	<b>Consumo por usuario mensual 2015</b>
Estrato 1	2.504.942.555	944.442	221	2.235.252.966	1.025.317	242
Estrato 2	1.587.785.841	540.772	245	1.214.079.763	565.771	238
Estrato 3	789.694.289	209.932	313	599.808.706	223.683	298
Estrato 4	351.086.513	70.512	415	267.962.445	76.155	391
Estrato 5	161.020.250	26.593	505	119.776.965	28.960	460
Estrato 6	248.017.139	29.821	693	186.063.966	32.825	630
<b>Total Residencial</b>	<b>5.642.546.587</b>	<b>1.822.072</b>	<b>399</b>	<b>4.622.944.811</b>	<b>1.952.711</b>	<b>376</b>
Industrial	1.425.150.498	2.750	43.186	1.266.864.466	3.315	42.462
Comercial	1.938.863.134	89.438	1.807	1.629.694.481	106.611	1.698
Oficial	244.898.196	4.333	4.710	185.928.650	4.929	4.191
Otros	784.713.978	10.336	6.327	611.526.452	11.527	5.895
<b>Total no Residencial</b>	<b>4.393.625.806</b>	<b>106.857</b>	<b>14.007</b>	<b>3.694.014.049</b>	<b>126.382</b>	<b>13.562</b>
<b>TOTAL</b>	<b>10.036.172.393</b>	<b>1.928.929</b>	<b>5.842</b>	<b>8.316.958.860</b>	<b>2.079.093</b>	<b>5.651</b>

Fuente: SUI.

En la Tabla 5, se puede observar el consumo promedio mensual por cada uno de los estratos y sectores para cada uno de los años.

En la misma se nota que los mayores consumos promedios mensuales lo constituyen el alumbrado público y el sector industrial, seguidos del distrito riego, áreas comunes, especial asistencial, oficial, especial educativo, y el comercial.

Que el promedio de consumo mensual por usuarios para el estrato 1 en el año 2014 fue de 221 kwh y para el año 2015 aumentó a 242 Kwh, en el estrato 2 para el 2014 fue de 245 kwh y para el año 2015, presenta una ligera disminución a 238 kwh.

Que el promedio de consumo mensual por usuarios del sector residencial en su conjunto para el año 2014 fue de 399 Kwh y para el año 2015 presenta una ligera disminución a 376 kwh.

Que el del sector no residencial para el año 2014 fue de 14.007 Kwh y para el 2015 presenta una disminución a 13.562 Kwh por usuarios.

### Subsidios y contribuciones

Tabla 6. Subsidios y Contribuciones.

ESTRATO Y SECTOR	2014		2015	
	Subsidios (\$)	Contribuciones (\$)	Subsidios (\$)	Contribuciones (\$)
Estrato 1	\$411.955.106.206	\$ -	\$383.124.607.927	\$ -
Estrato 2	\$156.280.912.190	\$ -	\$130.053.881.817	\$ -
Estrato 3	\$ 20.705.267.976	\$ -	\$ 16.733.892.165	\$ -
Estrato 4	\$ -	\$ 49.223.218	\$ -	\$ 11.211.533
Estrato 5	\$ -	\$ 10.351.502.776	\$ -	\$ 8.182.193.377
Estrato 6	\$ -	\$ 14.919.861.428	\$ -	\$ 11.842.350.758
Industrial	\$ -	\$ 20.413.118.861	\$ -	\$ 12.195.405.253
Comercial	\$ -	\$ 108.192.644.847	\$ -	\$ 83.560.465.993
Oficial	\$ -	\$ 10.908.329	\$ -	\$ 7.502.539
Especial Asistencial	\$ -	\$ 2.264.980.517	\$ -	\$ 1.756.177.706
Especial Educativo	\$ -	\$ 1.584.013.394	\$ -	\$ 998.743.411
Areas Comunes	\$ -	\$ 42.753.243	\$ -	\$ 112.756.006
Industrial Bombeo	\$ -	\$ 1.452.249.892	\$ -	\$ 792.196.071
Distrito Riego	\$ -	\$ (3.050.973.466)	\$ -	\$ (4.669.140.992)
<b>TOTAL</b>	<b>\$588.941.286.372</b>	<b>\$ 156.230.283.040</b>	<b>\$529.912.381.909</b>	<b>\$ 114.789.861.655</b>
<b>SUPERAVIT / DEFICIT</b>		<b>\$(432.711.003.332)</b>		<b>\$(415.122.520.254)</b>

Fuente: SUI

La tabla anterior de subsidios y contribuciones, nos muestra que la empresa presenta déficit por valor de \$ 432.711.003.332 a 31 de diciembre de 2014 y de \$ 415.122.520.254 para lo que va corrido del año 2015.

El registro muestra el balance entre los subsidios otorgados para los estratos 1, 2 y 3 y las contribuciones de los demás estratos y sectores en donde se aprecia la situación deficitaria por la estructura del mercado.

Se mantiene esta situación deficitaria de ELECTRICARIBE S. A. ESP, en razón a la composición de sus usuarios que se concentran en los estratos 1, 2 y 3 que recibieron subsidios hasta el mes de Diciembre de 2014 por \$ 588.941.286.372 y \$ 529.912.381.909 hasta septiembre de 2015, valores que no son compensados por las contribuciones recaudadas de los estratos 5 y 6, valor que debe ser girado por el Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso del Ministerio de Minas y Energía.

### **Nivel de satisfacción del usuario**

De acuerdo con las Informaciones Reportadas a través de Informes de Gestión de años anteriores y de lo que se ha podido recaudar de dicha empresa de Informes de Auditoría externa reportados al SUI, se verificaron aspectos como las zonas en las cuales hace presencia la compañía con la disposición de oficinas comerciales o puntos de atención, manejo de la información de peticiones y recursos presentados, trámite y respuestas, tiempos y calidad de la atención, grado de conocimiento de los agentes comerciales y las acciones adelantadas o planificadas para garantizar la idoneidad de los funcionarios, planes de mejoramiento para la atención al usuario.

El área de influencia de la empresa es la región Caribe, para efectos de manejo y organización de las labores propias de la prestación del servicio, para efectos de atención al usuario cuenta con 68 Centros de Atención Presencial a lo largo de los 7 departamentos de la costa, ubicados estratégicamente en las ciudades capitales y municipios de primer nivel.

Esta red es apoyada con una Central de Escritos para gestionar las solicitudes escritas de los clientes; 21 Oficinas Móviles que apoyan la gestión de atención al cliente mediante visitas a los diferentes municipios de la costa, brindando asesoría sobre la prestación del servicio de energía eléctrica, recepción de PQR, atención de consultas de factura entre otros.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número (5)3500444 desde fijos y celular, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día, los 365 días del año.

Una página Web con información de los procesos y campañas que adelanta la empresa, con atención en línea mediante la oficina Virtual, sitio que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica, consultas por Chat, visualizar facturas y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica.

En cuanto al manejo de la información detallada de peticiones y recursos presentados, del Trámite y las Respuestas que se dieron a las mismas, la empresa manifiesta contar con varias herramientas informáticas como lo son el Open SGC, Pórtico y otras auxiliares, las cuales arrojan el detalle de todos los procesos adelantados.

El sistema de gestión comercial cuenta con un módulo de PQRS, el cual se encuentra debidamente parametrizado y ajustado con los términos y tiempos reglamentados. Es por esto que al momento de que un usuario presente algún recurso este es ingresado en el sistema y automáticamente se realiza el conteo de acuerdo a las tipificaciones dadas por los agentes, en quejas, reclamos y recursos y solicitudes.

## Trámite de PQR

Tabla 7. PQR por causales.

CAUSAL	Año		% Aumento / Disminución
	2014	2015	
subsídios y contribuciones	449313	214340	-52%
Terminación de contrato	399670	283563	-29%
Alto consumo	394634	291202	-26%
cobro de otros cargos de la empresa	280585	212693	-24%
Pago sin abono a cuenta	196316	164031	-16%
Calidad del servicio	151162	141055	-7%
Error de lectura	25324	119019	370%
Aforo	22261	18524	-17%
tarifa cobrada	21980	16910	-23%
cobro múltiple	20614	15466	-25%
Solidaridad	8729	7047	-19%
Suspensión por mutuo acuerdo	4777	2899	-39%
Relacionada con cobros por promedio	3276	2268	-31%
Entrega y oportunidad de la factura	2888	2196	-24%
tasas e impuestos	493	79	-84%
<b>Total general</b>	<b>1.982.022</b>	<b>1.491.292</b>	<b>-25%</b>

Fuente: SUI

Tabla 8. Porcentaje de participación por causal.

CAUSAL	2014	2015	% Part 2014	% Part 2015
subsídios y contribuciones	449313	214340	23%	14%
Terminación de contrato	399670	283563	20%	19%
Alto consumo	394634	291202	20%	20%
cobro de otros cargos de la empresa	280585	212693	14%	14%
Pago sin abono a cuenta	196316	164031	10%	11%
Calidad del servicio	151162	141055	8%	9%
Error de lectura	25324	119019	1%	8%
Aforo	22261	18524	1%	1%
tarifa cobrada	21980	16910	1%	1%
cobro múltiple	20614	15466	1%	1%
Solidaridad	8729	7047	0%	0%
Suspensión por mutuo acuerdo	4777	2899	0%	0%
Relacionada con cobros por promedio	3276	2268	0%	0%
Entrega y oportunidad de la factura	2888	2196	0%	0%
tasas e impuestos	493	79	0%	0%
<b>Total general</b>	<b>1982022</b>	<b>1491292</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: SUI

Las tablas 7 y 8 nos muestran el total de peticiones, quejas y reclamos reportados por tipo de causal durante los periodos allí establecidos, el porcentaje de participación de cada una de estas causales en la totalidad de los reclamos y el aumento o disminución que ha habido entre un año y otro.

En la tabla 7 se observa que en lo que va corrido del año 2015, se ha presentado una disminución en el número de reclamos con respecto a la información suministrada correspondiente al 2014 en la mayoría de las causales, excepto en la causal referida a errores de lectura; en donde se presentó un aumento considerable del 370% con relación al año anterior.

En la tabla 8 se nota que tanto para el año 2014, como lo que va corrido del 2015, las quejas más frecuentes o las que representan el mayor número de reclamos y constituyen el mayor porcentaje, son en su orden las referidas a Subsidios y contribuciones, Terminación de contrato, Alto consumo, Cobro de otros cargos de la empresa, Pago sin abono a cuenta y Calidad del servicio. Esta información es concordante con la información suministrada por el Auditor externo DELOITTE como se desprende de lo que a continuación se detalla de dicho informe.

De acuerdo con la información suministrada por el Auditor Externo DELOITTE, reportada al SUI para el año 2014 hasta Julio, este informa que se pueden observar los siguientes parámetros relacionados con la Clasificación y tratamiento de POR's:

*“Teniendo en cuenta la cantidad de noticias divulgadas por los medios de comunicación y las publicaciones realizadas por la SSPD sobre quejas de los usuarios de Electricaribe asociados con calidad del servicio, altos consumos, daños en electrodomésticos y cobros irregulares, esta empresa realizó un análisis de las PQR's recibidas por la Compañía, tomando como punto de partida los Formatos 15 reportados al SUI, entre los meses de enero a julio de 2014. Durante este período las pqr's reportadas mes a mes fueron:*

**PQR's reportadas por mes 2014**

<b>Mes</b>	<b>Total</b>
<i>Enero</i>	<i>193.136</i>
<i>Febrero</i>	<i>198.573</i>
<i>Marzo</i>	<i>201.066</i>
<i>Abril</i>	<i>211.159</i>
<i>Mayo</i>	<i>219.495</i>
<i>Junio</i>	<i>223.869</i>
<i>Julio</i>	<i>237.490</i>

Fuente: Formatos 15 enero-julio/2014

*Sin embargo, encontramos que en promedio, el 32.60% corresponden a PQR's, recibidos durante el mes de reporte y las demás son PQR's que vienen desde el año 2000, y tienen el siguiente detalle:*

**PQR's reportadas por año y mes**

<b>Mes</b>	<b>2000 - 2005</b>	<b>2006-2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Total</b>
<i>Enero</i>	<i>3.422</i>	<i>33.015</i>	<i>16.498</i>	<i>36.387</i>	<i>59.974</i>	<i>43.840</i>	<i>193.136</i>
<i>Febrero</i>	<i>3.414</i>	<i>32.945</i>	<i>16.601</i>	<i>36.349</i>	<i>55.832</i>	<i>53.432</i>	<i>198.573</i>
<i>Marzo</i>	<i>3.413</i>	<i>32.398</i>	<i>16.580</i>	<i>36.073</i>	<i>54.262</i>	<i>58.340</i>	<i>201.066</i>
<i>Abril</i>	<i>3.412</i>	<i>32.293</i>	<i>16.512</i>	<i>36.103</i>	<i>54.049</i>	<i>68.790</i>	<i>211.159</i>
<i>Mayo</i>	<i>3.352</i>	<i>31.841</i>	<i>16.201</i>	<i>36.005</i>	<i>51.967</i>	<i>80.129</i>	<i>219.495</i>
<i>Junio</i>	<i>3.412</i>	<i>31.843</i>	<i>16.168</i>	<i>36.040</i>	<i>50.958</i>	<i>85.448</i>	<i>223.869</i>
<i>Julio</i>	<i>3.411</i>	<i>31.744</i>	<i>16.144</i>	<i>35.925</i>	<i>49.814</i>	<i>100.452</i>	<i>237.490</i>

Fuente: Formatos 15 ene-jul/2014

A continuación encontramos el detalle de las pqr's efectivamente recibidas mes a mes durante el 2014:

PQR's recibidas por mes

<b>Mes</b>	<b>Total</b>
Enero	43.840
Febrero	40.872
Marzo	40.493
Abril	45.041
Mayo	50.526
Junio	44.204
Julio	53.549
<b>Total</b>	<b>318.525</b>

Fuente: Formatos 15 ene-jul/2014

Al tomar las PQRs recibidas mes a mes durante el 2014, vemos que el 85% de las mismas están representadas en las siguientes causales:

**Clasificación de PQR's por tipo de causal**

<b>Causal</b>	<b>Tipo de causal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>	<b>Part. %</b>
12	Calidad del servicio	Cuando el servicio prestado presenta deficiencias cualitativas, fluctuación en voltaje o calidad de potencia (energía eléctrica), daños en electrodomésticos	77.924	24,46%
2	Alto consumo	Cuando el usuario cuestiona la cantidad de unidades de consumo por considerarlas excesivas	52.618	16,52%
20	Pago sin abono a cuenta	Pago efectuado por el usuario pero no reconocido por la empresa	51.606	16,20%
10	Cobro de otros cargos de la empresa	Reclamaciones por cobros de reconexión, conexión, reinstalación, corte, suspensión, nuevos medidores, duplicados, etc. (no se incluyen conceptos referentes a tasas, impuestos, subsidios, contribuciones, cargos fijos, consumo)	47.823	15,01%
14	Subsidios y contribuciones	Cuando se cuestiona en la facturación el monto o porcentaje de subsidio o contribución aplicado por la ESP	41.370	12,99%

Fuente: Formatos 15 ene-jul/2014c

Adicionalmente, de acuerdo con la información suministrada, encontramos que:

- En el 27,14% de los casos presentados, la Compañía accede a las pretensiones del Usuario,
- En el 23,42% de los casos presentados, la Compañía no accede a las pretensiones de los usuarios,
- El 23,00% de los casos presentados, están pendientes de respuesta por parte de la Compañía, y
- El 22,74% de los casos presentados son archivados bien sea por que la empresa concilió con el usuario y/o por que el usuario desiste de la reclamación.

Revisión de PQR's en Open.

Por otra parte, al realizar la comparación de la información contenida en la base de datos de OPEN vs la información reportada al SUI en el formato 15, encontramos diferencias en el número de pqr's reportadas en todos los meses. Ver siguiente cuadro:

Comparación PQR's OPEN vs SUI

Mes	Open	SUI	Dif
Enero	33.903	43.840	9.937
Febrero	32.424	40.872	8.448
Marzo	32.540	40.493	7.953
Abril	38.105	45.041	6.936
Mayo	42.886	50.526	7.640
Junio	39.534	44.204	4.670
Julio	46.852	53.549	6.697
<b>Total</b>	<b>266.244</b>	<b>318.525</b>	<b>52.281</b>

Fuente: Base de datos Open, formatos 15

Clasificación de PQR's por causal del SUI vs causal del Open

Causal SUI	Nombre	Descripción	Part % SUI	Causal equivalente Open	Part.% open	Diferencia
12	Calidad del servicio	Cuando el servicio prestado presenta deficiencias cualitativas, fluctuación en voltaje o calidad de potencia (energía eléctrica), daños en electrodomésticos	24.46%	Daño Medidor y/o Acometida	29.39%	4.93%
2	Alto consumo	Cuando el usuario cuestiona la cantidad de unidades de consumo por considerarlas excesivas	16.52%	Exceso de consumo	15.07%	-1.45%
20	Pago sin abono a cuenta	Pago efectuado por el usuario pero no reconocido por la empresa	16.20%	Consumo promedio con lectura	3.10%	-5.01%
				Inmueble desocupado	4.58%	
				No lectura	3.16%	
				Suministro inexistente o demolido	0.35%	
				<b>total</b>	<b>11.19%</b>	

10	Cobro de otros cargos de la empresa	Reclamaciones por cobros de reconexión, conexión, reinstalación, corte, suspensión, nuevos medidores, duplicados, etc. (no se incluyen conceptos referentes a tasas, impuestos, subsidios, contribuciones, cargos fijos, consumo)	15.01%	Cobro de reconexión	10.87%	0.73%
				Error en cobro de cargos varios	4.86%	
				total	15.74%	
14	Subsidios y contribuciones	Cuando se cuestiona en la facturación el monto o porcentaje de subsidio o contribución aplicado por la ESP	12.99%	Cambio de estrato	1.26%	11.73%
<b>Total</b>			<b>85.18%</b>		<b>72.65%</b>	<b>-2.53%</b>

Fuente: Formatos 15, Base de datos Open

De acuerdo con lo anterior, vemos que las causales registradas por la Compañía, corresponden en gran medida a las mismas causales por las cuales se generan las quejas de los usuarios, según los medios de comunicación. Con el fin de verificar la clasificación y tratamiento por parte de la Compañía de las PQR's recibidas realizamos una prueba de recorrido a una muestra de 33 PQR's, seleccionadas aleatoriamente. Esta prueba se realizó teniendo en cuenta el procedimiento "Desarrollo de Actividades en Atención al Cliente".

Antes de mencionar los resultados de la prueba realizada, es importante aclarar que la Compañía clasifica como peticiones todas aquellas solicitudes del cliente que no constituyen una reclamación; como quejas todas aquellas que hacen referencia a calidad del servicio; y como reclamos todo lo relacionado con facturación.

En el desarrollo de la prueba identificamos que los reclamos poseen un workflow en el que se pueden observar las etapas por las que pasa el reclamo, como son: i) presentación, ii) análisis, iii) gestión en el sistema y iv) inicio del proceso de vía gubernativa de notificación al cliente. Al final del proceso se deja abierto el caso durante 5 días hábiles, tiempo establecido por la norma para que el cliente interponga un recurso; una vez cumplido se cierra el caso.

De igual manera, observamos la existencia de un software llamado "PORTICO", en el cual se registra la información de los clientes cuando la presentación de la PQR es escrita. En él se registran las guías de aviso y de cierre que la compañía le hace a los clientes, de esta manera se confirma la respuesta de la empresa ante los recursos que el cliente interpone.

De acuerdo con las indagaciones realizadas, la Compañía realiza una serie de validaciones para identificar el tipo de daño reportado.

A continuación encontramos los resultados obtenidos de la muestra seleccionada:

Cada PQR cuenta un radicado único, además cada uno está asociado a una causal, la cual se asigna de acuerdo con las manifestaciones del usuario que interpone la PQR.

Las causales de reclamación que encontramos en nuestra muestra son: i) Daño medidor y/o acometida (39.39%), ii) Exceso de consumo (27.27%) iii) Cobro de reconexión (24.24%), y iv) Error cobro de cargos varios (9.09%),

De las 33 PQR's, 13 (39,39%) corresponden a quejas, y 20 (60,59%) a reclamos; 18 son resueltas procedentes (48.00%) y cerradas en el sistema dentro de la fecha regulatoriamente permitida, 2 tienen el estado de "PQ" finalizada, y las 13 restantes fueron resueltas improcedentes, de las cuales 8 tienen fecha de cierre en el sistema que excede los días hábiles permitidos regulatoriamente. De acuerdo con las explicaciones de la Compañía, se debe a un problema de actualización en el sistema o de la apertura de prórroga.

Un caso de PQR presentada vía correo que fue resuelta improcedente, pero que no se encuentra en el PORTICO.

Un caso es fallido ya que la empresa envía servicio técnico y el predio se encuentra abandonado y se llama al número de contacto y contesta una persona distinta”

En la información anterior que se reporta por parte del Auditor externo, observamos que las causales de reclamación más recurrentes son las mismas reportadas al SUI y que existe unas diferencias de los PQRs, reportados al SUI por parte de la empresa en los formatos allí relacionados y la base de datos en el sistema OPEN de dicha entidad, lo que implica el que se tomen las medidas pertinentes y se hagan las correspondientes observaciones a la empresa en este sentido.

Del mismo informe se extractaron otras circunstancias referidas a las verificaciones sobre la aplicación de cobros indebidos, tales como reconexión sin haber generado suspensión, cobro del consumo distribuido comunitario, y aplicación de subsidios entre otros, aplicación del FOES y cobro del consumo distribuido comunitario.

Se encontró por parte del auditor externo, que “ que en la sumatoria de los usuarios de los formatos 2 y 3 hay un total de 1.420 zonas especiales, mientras que en la sumatoria de los Formatos 11, 12 y 13 hay un total de 1.419, es decir, se está reportando un Barrio Subnormal que no cuenta con el aval correspondiente. Con respecto al número de usuarios, encontramos una diferencia de 501.

Formato Zonas Usuarios		
I: F2 y F3	1,420	759,041
I: F11, F12 y F13	1,419	759,542
Dif	1	(501)

Fuente: Formatos 2, 3, 11, 12, 13

Para obtener la población de usuarios de zonas especiales realizamos diferentes análisis de la información reportada en el formato 2, sin embargo, evidenciamos algunos aspectos que nos indican desviaciones en la calidad de la información reportada al SUI.

Teniendo en cuenta los hallazgos encontrados, ampliamos el alcance de la prueba con la finalidad de revisar la correcta aplicación del proceso de facturación en lo referente a la liquidación y aplicación de tarifas, subsidios y contribuciones, FOES, estimación del consumo y consumo distribuido a los usuarios residenciales.

Para determinar el tamaño de la muestra definimos una confiabilidad del 95.00% y un margen de error del 5.00% La población total de usuarios residenciales es de 1.796.197, lo cual con los criterios mencionados, nos arrojó una muestra de 384 usuarios.

Una vez determinada la muestra, verificamos lo siguiente:

#### Estimación del consumo

De los usuarios de la muestra obtuvimos 82.00% con lectura real, 14.00% sin medidor y 4.00% con lectura estimada.

Verificamos que en las facturas estimadas se incluyera la causa de la falta de lectura de cada usuario, en cumplimiento con el artículo 42 de la Resolución Creg 108 de 1997. En total tuvimos 15 facturas estimadas (ver cuadro siguiente), de las cuales 6 que corresponde al 40.00% no incluyeron la causa de estimación. De acuerdo con las explicaciones de la compañía hay casos en los cuales no se incluye la causa de estimación porque se ha identificado un posible fraude y se podría alertar al usuario:

<i>NIU NIC Causa estimación</i>		
17051289	1192362	<i>Medidor electrónico</i>
17172496	2010980	<i>Conectado directo</i>
17244764	2123616	<i>Sin causa</i>
17275025	2157162	<i>Sin causa</i>
17380274	3820505	<i>Sin causa</i>
17836916	5017164	<i>Conectado directo</i>
18147873	5883432	<i>Display apagado</i>

<i>NIU NIC Causa estimación</i>		
18226337	6208120	<i>Conectado directo</i>
18239635	6223576	<i>Sin causa</i>
18338460	6291530	<i>Casa Cerrada no Llaves,</i>
18534521	6710346	<i>Registrador no visible</i>
18926416	6785812	<i>Sin causa</i>
19525380	7014839	<i>Usuario impide toma de</i>
19735074	7097707	<i>Finca no encontrada</i>
18226936	6508438	<i>Sin causa</i>

De igual manera, verificamos que en aquellos casos donde la empresa estimó la facturación de un cliente, no se hayan emitido facturas estimadas a ese mismo cliente durante el año calendario más de 4 meses, salvo causa de fuerza mayor.

De acuerdo con el artículo 25 del Decreto 1842 de 1991 y con el numeral 4.2 de "Norma de Facturación NT.00190.CO-LE" no se podrá facturar a un inmueble con base en el promedio de su consumo por más de dos (2) periodos si la facturación se realiza bimestralmente, y cuatro (4) periodos si esta es mensual. Sin embargo, encontramos que en 10 de las 15 facturas arriba descritas, se ha estimado por más de 4 periodos.

Al verificar en el Open, encontramos que en 10 casos se estimó a través de promedio del estrato y que en 5 a través de promedio propio. Realizamos el cálculo del promedio de los últimos 6 meses para los casos de promedio propio, pero ningún resultado coincidió, tal como se muestra en la siguiente tabla:

17380274	0	0	7	66	63	30	27.66	104
18226936	151	202	22	241	23	39	180.83	0
17244764	11	71	85	87	84	81	87.5	104
17275025	73	10	101	10	10	94	98.16	106
17051289	59	683	64	63	65	65	644.83	1318

#### Aplicación de tarifas

En cuanto a la aplicación de tarifas, el artículo 35 de la Resolución Creg 108 de 1997 dice que "Para liquidar los consumos a los suscriptores o usuarios en cada periodo de facturación, la empresa aplicará las tarifas que hayan estado vigentes el mayor número de días de consumo del periodo correspondiente al ciclo de facturación al que pertenezca el suscriptor o usuario". En línea con lo anterior, para las facturas de agosto se deben aplicar las tarifas publicadas en julio y en junio.

De las 384 facturas revisadas, evidenciamos que a 161 no se les aplicó el CU ni la tarifa de acuerdo con el criterio del mes donde hubo más días facturados; para las facturas restantes, la tarifa aplicada fue la equivalente a la del mes de mayor número de días de consumo.

Con respecto al CU encontramos las siguientes desviaciones:

- A los usuarios 19702665, 19702802 y 19721438 en la factura de agosto no fue publicado el CU y en su lugar aparece 0. Sin embargo, para los cálculos de consumo si fue aplicado el CU correspondiente.
- Los usuarios 17993712 y 19622255 corresponden a usuarios de Barrios Subnormales, en las facturas de agosto, el CU que aparece es de \$361.72. Sin embargo, el aplicado para los cálculos del consumo es de \$325.50.
- El usuario 19448745 es un barrio Subnormal, el CU que debió aplicarse por sus características, para el periodo es de \$327.71, no obstante el aplicado fue \$364.26, el cual corresponde a CU de usuarios de nivel de tensión 1.
- El NIU 18226936 en la factura No 6508438138 el CU que aparece es de \$206.76 el cual no corresponde al CU publicado ni para junio ni para julio.. Además esta factura no tiene la información de consumo No. de fechas por lo cual no se pueden verificar los cálculos.

## **Subsidios y Contribuciones**

La resolución CREG 177 de 2014 exponen el tope máximo para los subsidios de los estratos 1 y 2,, del 60% y 50.% respectivamente y confirma el 15% aplicado en el estrato 3. Adicionalmente, el artículo 6 del Decreto MME 3087 de 1997, establece que los estrato 5 y 6 deben pagar una contribución del 20%.. De acuerdo con lo anterior verificamos los porcentajes de subsidios y contribuciones aplicados a las facturas de la muestra seleccionada y no encontramos ninguna desviación.

## **Consumo Distribuido Comunitario**

De la muestra seleccionada, resultaron 133 usuarios a los cuales les aplica el "Consumo Distribuido Comunitario", hicimos la verificación para la totalidad de estos usuarios y no encontramos desviación relacionadas con el cálculo y la aplicación del mismo.

## **Foes**

Con respecto a la aplicación del FOES, de la muestra seleccionada, 159 usuarios pertenecen a Zonas Especiales. Para estos usuarios verificamos la liquidación y aplicación, encontrando las siguientes desviaciones:

- El usuario 17131681 corresponde a un usuario de ZDG de estrato 1, y se le está aplicando un FOES de \$95,403.15, el cual es superior al consumo de subsistencia.
- El usuario 17839142 recibe un FOES de \$7,032.08 pero según el detalle de la factura debe recibir un FOES de \$5,152.
- El usuario 18239635 está recibiendo un FOES mayor al consumo de subsistencia
- Para el usuario 18027424, se está aplicando un FOES superior al consumo base, el valor a aplicar es de \$5.612, y el valor aplicado es de \$9.246

La información anterior, reportada por el Auditor Externo, no hace sino corroborar las diferentes denuncias y quejas de los usuarios de la empresa con respecto a las anomalías que se siguen presentando tanto en la prestación del servicio, como en los diferentes procedimientos utilizados por la empresa la que la hace acreedora a las Investigaciones que están en curso y a las sanciones a que ha habido lugar, de las que ya se les han impuesto en varias oportunidades, por estos hallazgos y otras anomalías de carácter técnico.

### **• Estratificación Aplicada**

En cumplimiento de la vigilancia de la estratificación aplicada por los prestadores, se vienen realizando los ajustes al formato SUI # 2 de energía, definidos en la Resolución Compilatoria SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010 y su Resolución Modificatoria SSPD 20121300017645 de Junio 12 del 2012.

Lo anterior, permitirá la inclusión de la información necesaria requerida como es el Numero Predial Nacional o antigua Cedula Catastral, los Hogares Comunitarios y las Viviendas de Interés Prioritario, la cual deberá ser incorporada por los comercializadores de energía en sus maestros de facturación.

La siguiente tabla, muestra el número de suscriptores residenciales que tiene la empresa ELECTRICARIBE a diciembre del año 2014 y septiembre 2015 , indicando la

participación porcentual de cada estrato para cada año.

<b>ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA - ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.</b>						
<b>Estrato socioecon.</b>	<b>Suscr. Res. Año 2014</b>	<b>% Partic. por Estrato</b>	<b>Suscr. Res. Año 2015</b>	<b>% Partic. por Estrato</b>	<b>Var. Suscrip. 2014 - 2015</b>	
					<b>No. Suscrip.</b>	<b>% Variac.</b>
<b>Estrato 1</b>	944.442	52%	1.025.317	53%	80.875	8,6%
<b>Estrato 2</b>	540.772	30%	565.771	29%	24.999	4,6%
<b>Estrato 3</b>	209.932	12%	223.683	11%	13.751	6,6%
<b>Estrato 4</b>	70.512	4%	76.155	4%	5.643	8,0%
<b>Estrato 5</b>	26.593	1%	28.960	1%	2.367	8,9%
<b>Estrato 6</b>	29.821	2%	32.825	2%	3.004	10,1%
<b>Total Residencial</b>	<b>1.822.072</b>	<b>100%</b>	<b>1.952.711</b>	<b>100%</b>	<b>130.639</b>	<b>7,2%</b>

*Fuente: Reportes SUI*

Cabe anotar que dentro de las empresas analizadas en el informe, ELECTRICARIBE es la que posee mayor cantidad de suscriptores residenciales en estrato 1 para el año 2015 con un 1.025.317 que representa el 53% del total de suscriptores residenciales.

De igual forma, se observa que el 93% de los suscriptores residenciales de ELECTRICARIBE para el año 2015, están en los estratos 1, 2 y 3 es decir 1.814.771 reciben subsidios. Se considera este un aspecto relevante, en cuanto a la importancia de vigilar la correcta aplicación de la estratificación por parte de este prestador.

Por otro lado, se analizó la variación porcentual de un año al otro, en cuanto a la cantidad de suscriptores residenciales por estrato socioeconómico, especialmente los que reciben subsidios.

Comparativamente con las demás empresas del diagnóstico, ELECTRICARIBE presenta el mayor incremento de un año al otro de la cantidad de suscriptores en estrato 1 y 3, con el 8,6% y el 6,6% respectivamente. El estrato 2 también aumentó en un 4,6%. Lo anterior implica, que para el año 2015 se tienen 119.625 nuevos usuarios subsidiados en el sector energético en los estratos 1, 2 y 3 para ELECTRICARIBE.

Para el desarrollo de la vigilancia de la estratificación aplicada por la empresa, se han identificado los mercados más grandes que atiende con los respectivos "Decretos de Estratificación" vigentes, bien sea de:

- Adopción de estratificación
- Modificación de estratificación
- Revisión General
- Suspensión de estratificación, entre otros.

La identificación de los decretos es una información valiosa recopilada a través de diferentes fuentes que maneja la entidad como son los reportes REC, Base Colombia e Inspector entre otras, lo cual que permitirá hacer cruces masivos de información, una vez entre en vigencia la Nueva Resolución de Energía que modifica el Formato Comercial No.2.

Ver tabla a continuación, que incluye el total de municipios atendidos por la empresa y los 10 más representativos, en los cuales tiene mayor cantidad de suscriptores residenciales.

<b>MERCADOS RESIDENCIALES ATENDIDOS POR ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.</b>						
<b>Total Municipios 2014 : 240</b>			<b>Total Municipios 2015 : 242</b>			
<b>Municipios</b>	<b>Departamento</b>	<b>Total Suscrip. Resid. Por Municipio 2014</b>	<b>Total Suscrip. Resid. Por Municipio 2015</b>	<b>Tipo Decreto</b>	<b>No Decreto</b>	<b>Fecha Decreto</b>
BARRANQUILLA	ATLANTICO	250.124	266.054	ADOPCIÓN	1013	09-11-1994
CARTAGENA DE INDIAS	BOLIVAR	217.951	231.792	-	642	11-06-1996
				ADOPCIÓN	1281	25-11-2004
MONTERIA	CORDOBA	113.001	121.521	ADOPCIÓN	897	29-12-1994
				ADOPCIÓN	207	20-11-2000
SOLEDAD	ATLANTICO	98.959	107.462	ESTABLECE	268	28-09-1995
				ADOPCIÓN	320	27-11-1995
				ADOPCIÓN	230	23-09-1998
SANTA MARTA	MAGDALENA	98.498	102.315	ADOPCIÓN	860	21-12-1995
				ADOPCIÓN	864	26-12-1995
VALLEDUPAR	CESAR	93.567	99.814	ADOPCIÓN	392	20-12-1995
				REVISIÓN GENERAL	111	23-09-1998
				ADOPCIÓN	142	01-11-2000
SINCELEJO	SUCRE	61.280	67.746		103	11-06-1994
RIOHACHA	LA GUAJIRA	33.819	36.247	ADOPCIÓN	256	28-09-1995
				ADOPCIÓN	89	28-06-1996
LORICA	CORDOBA	32.477	33.409	ADOPCIÓN	199	28-06-1996
				REVISIÓN GENERAL	117	19-09-2002
				MODIFICACIÓN	29	23-01-2009
MAGANGUE	BOLIVAR	24.946	27.033	ADOPCIÓN	590	04-12-1995
				SUSPENSIÓN	271	12-07-1996

**Fuentes:** REC (Reporte de Estratificación y Coberturas) – Base Colombia - Inspector

#### RECOMENDACIONES DE CARÁCTER COMERCIAL

1. De acuerdo con las informaciones contenidas en el informe del auditor externo se recomienda realizar un debido control, a la información suministrada al SUI, por parte de la empresa referente a los PQR ya que existen diferencias entre lo informado al SUI y lo verificado por el auditor en el sistema OPEN de la empresa.
2. Hacer un mayor seguimiento a dicha información para tener un debido control y una información más confiable de los PQR de dicha entidad.
3. Requerir una vez más a la empresa para que tome las medidas pertinentes tendientes a mejorar la prestación del servicio en toda la región Caribe.
4. Conminar a la empresa, para que adopte los mecanismos que permitan minimizar las violaciones al debido proceso en las actuaciones administrativas seguidos en contra de los usuarios.
5. Requerirla para que proceda a realizar las inversiones que se requieren en dicha región, para una mejora del servicio.

#### 4. DIAGNÓSTICO DE CARGUE DE INFORMACIÓN AL SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN – SUI

A continuación se indica el estado del prestador en el Registro Único de Prestadores del Servicio – RUPS y adicionalmente se relaciona el cuadro con los datos generales actualizados por la empresa en el 2015. En la *Tabla RUPS* se visualiza el identificador de la empresa, Última fecha de actualización, fecha de registro en RUPS, servicio prestado, nombre de la ESP, NIT y DV NIT, estado del prestador, nombre del representante legal, departamento, municipio, dirección principal y correo electrónico.

<b>Fecha última Actualización RUPS</b>	2015-09-06
<b>Fecha de registro en RUPS</b>	1998-07-16
<b>Total Servicios Prestados</b>	Energía
<b>Razón Social</b>	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
<b>Nit</b>	802007670
<b>DV Nit</b>	6
<b>Estado del prestador</b>	OPERATIVA
<b>Nombre Representante Legal</b>	JOSÉ GARCIA SANLEANDRO
<b>Departamento (Dirección principal)</b>	ATLANTICO
<b>Municipio (Dirección principal)</b>	BARRANQUILLA
<b>Dirección Principal</b>	CARRERA 55 No. 72 - 109 PISO 7
<b>Correo Electrónico Oficial</b>	serviciosjuridicoseca@electricaribe.com

Fuente RUPS-SUI

Al respecto, la empresa Electricaribe S.A realizó su última actualización del RUPS el 6 de septiembre de 2015. Y no presenta cambios relevantes con respecto al RUPS del 2014.

Referente al estado de cargue del prestador, en la siguiente tabla se muestra el estado de cargue para los últimos dos años (2014, 2015), así como el nombre del formato pendiente, la periodicidad y el periodo del cual se encuentra pendiente de cargue.

ID	NOMBRE	PERIODICIDAD	AÑO	PERIODO	ESTADO	EMPRESA
2249	FORMATO 3 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	M	2014	5	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.	M	2014	2	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Al respecto, el prestador se encuentra pendiente con 38 formatos para los dos últimos años, 2 para el 2014 y 36 para el 2015. Dentro de los tópicos pendientes está el comercial, administrativo y financiero. Al respecto, la Superintendencia de Servicios Públicos ha realizado los requerimientos necesarios por el estado de cargue en los últimos años con el propósito que el prestador aclare los motivos del estado pendiente del formato y si es necesario proceder a deshabilitar los formatos que no le correspondan reportar.

2249	COSTOS Y GASTOS ENERGIA	S	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	S	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	S	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 11	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 13	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 15	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 1032 ELECTROCAQUETA S.A. ESP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 2073 EEP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 523 EDEQ S.A.E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 536 EPSA E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 564 EE.PP.M. E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 595 EEC-ESP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 617 EMCARTAGO E.S.P	M	2015	6	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 2 - 637 CETSA E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 21	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 1032 ELECTROCAQUETA S.A. ESP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 2073 EEP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 523 EDEQ S.A.E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 536 EPSA E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 595 EEC-ESP	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 617 EMCARTAGO E.S.P	M	2015	6	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 3 - 637 CETSA E.S.P.	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	Formato 3. Estado de Flujos de Efectivo	A	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 4	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	Formato 4. Estado de Cambios en el Patrimonio	A	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 5	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	Formato 5. Revelaciones y Políticas	A	2015	1	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
2249	FORMATO 6	M	2015	11	P	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Fuente DBSUI

## 5. ACCIONES DE CONTROL

A Continuación presentamos informes de acción de control respecto de la Prestadora ELECTRIFICADORA DEL CARIBE - ELECTRICARIBE- S.A. E.S.P. En los siguientes términos:

1. Expediente número 2013240350600011E, fue formulado pliego de cargos con radicado SSPD Nro. 20132400251511, de fecha 2013/05/17, con descargos radicado Nro. SSPD 20138200254682 de fecha 2013/06/25, con resolución sancionadora SSPD Nro. 20142400011855 de fecha 2014/04/22, con recurso de reposición SSPD Nro. 20148200268172, de fecha 2014/05/15.
2. Expediente número 2013240350600015E, fue formulado pliego de cargos con radicado SSPD Nro. 20132400266311 de fecha 2013/05/24, con descargos al pliego de cargo SSPD 20138200252792 de fecha 2013/06/25.
3. Expediente número 2013240350600020E, fue formulado de pliego de cargos con radicado SSPD Nro. 20132400498871 de fecha 2013/08/08, con descargos SSPD Nro.20138200432422 de fecha 2013/09/27
4. Expediente número 2013240350600025E, fue formulado el pliego de descargos con radicado SSPD Nro. 20132400688501 de fecha 2013/10/21, con descargos SSPD 20135290596162 de fecha 2013/11/18, con resolución sancionadora SSPD Nro. 20142400744161 de fecha 2014/11/24, con recurso de reposición SSPD Nro. 20152400370631 de fecha 2015/07/03
5. Expediente número 2014240350600187E con descargos al pliego de cargos SSPD Nro.20158200668302 de fecha 9/16/2015.
6. Expediente número 2014240350600199E con memorando comunicación interna SSPD Nro. 20148200004193 de fecha 2014/07/31
7. Expediente número 2014240350600200E con pliego de cargos SSPD 20152400736051 con fecha 2015/11/06, con notificación SSPD Nro. 20152400751541 de fecha 2015/11/18.
8. Expediente número 2014240350600202E con pliego de cargos SSPD 20152400492271 con fecha 2015/08/27, con descargos SSPD Nro. 20158200745282 con fecha 2015/10/15
10. Expediente 2014240350600203E memorando de comunicación interna SSPD 20148200004173 de fecha 2014/07/30.
11. Expediente número 2014240350600204E con pliego de cargos SSPD 20152400464411 con fecha 2015/08/13, con descargos SSPD Nro. 20158200669092 con fecha 2015/09/16.
12. Expediente número 2014240350600008E con pliego de cargos SSPD Nro. 20142400252621 con fecha 2014/05/14, con descargos SSPD Nro. 20158200719162 con fecha 10/5/2015
13. Expediente número 2014240350600026E con pliego de descargos SSPD Nro. 20142400560471 con fecha 2014/09/09, con descargos SSPD Nro. 20145290572562

con fecha 2014/10/14, con sanción de resolución SSPD 20152400052995 con fecha 2015/12/03.

14. Expediente número 2014240350600094E con solicitud de investigación SSPD Nro. 20145290324032 con fecha 2014/06/19

15. Expediente número 2014240350600143E con pliego de cargos SSPD Nro. 20152400727001 con fecha 10/30/2015, con descargos SSPD Nro. 20158200888302 con fecha 12/4/2015.

16. Expediente número 2014240350600150E con pliego de cargos SSPD Nro. 20142400426221 con fecha 2014/07/24, con descargos SSPD Nro. 20145290572632 con fecha 2014/10/14.

17. Expediente número 2014240350600178E con pliego de cargos SSPD Nro. 20142400552071 con fecha 2014/09/04, con descargos SSPD Nro. 20145290572642 con fecha 2014/10/14.

18. Expediente número 2014240350600181E con pliego de cargos SSPD Nro. 20142400536201 con fecha 2014/08/29, con descargos SSPD Nro. 20145290572592 con fecha 2014/10/14.

19. Expediente número 2014240350600230E con memorando SSPD Nro. 20148200005353 con fecha 2014/08/25.

20. Expediente número 2015240350600005E con memorando SSPD Nro. 20148200005353 con fecha 2014/08/25.

21. Expediente número 2015240350600015E con memorando comunicación interna SSPD Nro. 20152200007773 con fecha 2015/01/30, con memorando comunicación interna SSPD Nro. 20152400124533 con fecha 2015/12/03.

22. Expediente número 2015240350600016E con memorando comunicación interna SSPD Nro. 220152400035153, con fecha 2015/04/24

23. Expediente número 2015240350600048E con memorando comunicación interna SSPD Nro.20152200002273 con fecha 2015/01/13

24. Expediente número 2015240350600047E con pliego de cargos SSPD Nro. 20152400415601 con fecha 2015/07/24, con descargos SSPD Nro. 20158200630942 con fecha 2015/09/02.

25. Expediente número 2015240350600064E con memorando comunicación interna SSPD Nro. 20142200108213 con fecha 2014/11/14.

26. Expediente número 2015240350600058E denuncia Electricaribe SSPD Nro. 20155290280092 con fecha 2015/05/20.

27. Expediente número 2015240350600071E informe de gestión SSPD Nro. 2015220005490 con fecha 2015/06/24, se remitió solicitud a la Dirección de Energía SSPD Nro. 20152400124543 con fecha 2015/12/03.

28. Expediente número 2015240350600046E se realizó indagación preliminar SSPD Nro. 20152400397961 de fecha 2015/07/14, respuesta de oficio 20155290480082 con fecha 2015/08/28.

29. Expediente número 2015240350600072E memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20152200054923 con fecha 2015/06/24, memorando de comunicación interna SSPD 20152400124553 con fecha 2015/12/03.

30. Expediente número 2015240350600042E con pliego de cargos SSPD Nro. 20152400485041 con fecha 2015/08/24, descargos SSPD Nro. 20158200668332 con fecha 2015/09/16

31. Expediente número 2015240350600073E con pliego de cargos SSPD Nro. 20152400483471 con fecha 2015/08/24, con descargos SSPD Nro. 20158200745242 con fecha 2015/10/15

32. Expediente número 2015240350600079E con memorando de comunicación interna SSPD Nro.20152200014333 con fecha 2015/02/20

33. Expediente número 2015240350600085E con memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20158200002943 con fecha 2015/07/17

34. Expediente número 2015240350600086E con memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20158200003143 con fecha 2015/07/27

35. Expediente número 2015240350600089E pliego de cargos SSPD Nro. 20152400564401 con fecha 2015/09/24, descargos SSPD Nro.20158200787972 con fecha 2015/10/30.

36. Expediente número 2015240350600094E memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20152000065663 con fecha 2015/07/22

37. Expediente número 2014240350600185E con solicitud investigación SSPD Nro. 20152400508111 con fecha 2015/09/07

38. Expediente número 2015240350600097E memorando comunicación interna SSPD Nro. 20152200054913 con fecha 2015/06/24.

39. Expediente número 2015240350600105E memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20152200079603 con fecha 2015/09/01

40. Expediente número 2015240350600125E memorando de comunicación interna SSPD Nro. 20152200102243 con fecha 2015/10/29.

Proyectó: Luis Fabian Sanabria – Contratista DTGE  
Miguel Ruiz Castro – Contratista DTGE  
Enrique Botero - Contratista DTGE  
Martha Helena Muñoz Melo– Profesional DTGE  
Héctor Leonardo Garzón- Contratista DTGE

Revisó: Martha Leonor Farah Manzanera – Directora Técnica de Gestión de Energía