

INFORME DE GESTIÓN
Electrificadora del Caribe S.A E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y
GAS COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
2012**

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A E.S.P.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	1
1.1. Conformación de la empresa	1
1.2. Junta directiva.....	1
1.3. Organigrama de la empresa	2
2. ACCIONES DE LA SSPD.....	2
3. ASPECTOS FINANCIEROS	3
3.1. Hechos Relevantes del último año:	3
3.2. Indicadores financieros.....	30
3.3. Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa	37
4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS.....	38
4.1. La ejecución del plan de mantenimiento a diciembre de 2011 es:	114
5. EXTERNOS.....	117
6. ASPECTOS COMERCIALES	118
7. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....	132
8. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI	133
9. CONTROL INTERNO Y MATRIZ DE RIESGOS.....	139

AUDITOR: Deloitte Asesores y Consultores Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

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

1.1. Conformación de la empresa

TIPO DE SOCIEDAD	Anónima
RAZÓN SOCIAL	Electrificadora del Caribe S.A E.S.P
SIGLA	Electricaribe S.A E.S.P
ÁREA DE PRESTACIÓN	Costa caribe
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
FECHA DE CONSTITUCIÓN	06 de Julio 1998
NOMBRE DEL GERENTE	Maria Eugenia Coronado Orjuela
ESTRUCTURA DE MERCADO	Monopolio Natural

Fuente: Electricaribe S.A. ESP

1.2. Junta directiva

	Principal	Suplentes
1	Maria Eugenia Coronado Orjuela	Manuel Benito Sanchez
2	Francesc Solbes Pons	Pedro Manuel Ruiz Lechuga
3	Sergio Manuel Aranda Moreno	Maria Fernada Ortiz Delgado
4	Jose García Sanleandro	Juan Manuel Otoya Rojas
5	Narcis de Carreras Roque	Antonio Basolas Tena
6	Rodolfo Segovia Sala	Alfonso de mares Colom
7	Subdirector de Riesgo Crédito Publico y Tesorería	Francisco Manuel Lucero Campaña

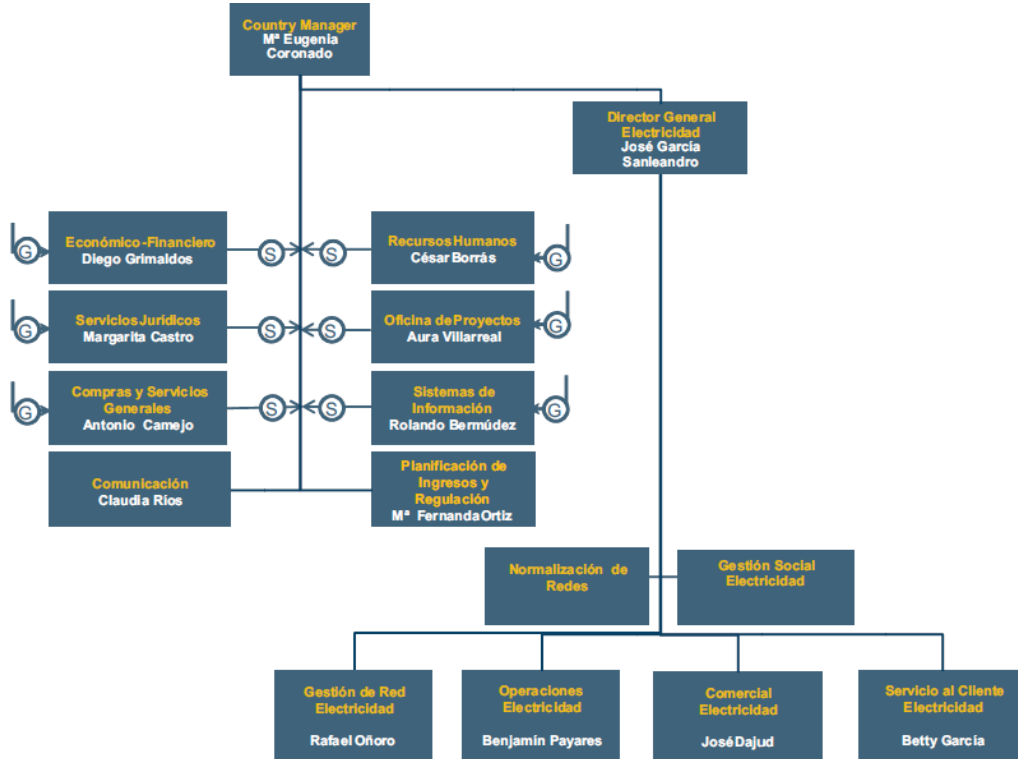
Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Representates	Cargo
Maria Eugenia Coronado Orjuela	Country Manager
Francesc Solbes Pons	Controller Latinoamérica
Sergio Manuel Aranda Moreno	Primer nivel de Latinoamérica
Jose García Sanleandro	Director General Electricidad
Narcis de Carreras Roque	
Rodolfo Segovia Sala	Representante del Ministerio de Minas
Subdirector de Riesgo Crédito Publico y Tesorería	Subdirector de Riesgo Crédito Publico y Tesorería

Fuente: Electricaribe S.A. ESP

1.3. Organigrama de la empresa

2. FUENTE: ELECTRICARIBE S.A. ESP



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

3. **ACCIONES DE LA SSPD**

Electricaribe S.A. ESP presta los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en los siete departamentos de la costa Caribe del país, convirtiéndose en el operador de red con el mercado más grande en extensión geográfica y el segundo mayor en número de usuarios.

Este hecho, unido a la insuficiente y altamente deteriorada infraestructura de media y baja tensión que dejaron las anteriores empresas que prestaban el servicio de energía eléctrica en esta región, han generado que el mercado Caribe sea el de mayores dificultades en aspectos sociales, técnicos y comerciales, manifestados a través de las reclamaciones interpuestas ante la misma empresa y ante la SSPD.

Por tal razón, en el último trimestre de 2011 la SSPD decidió implementar un estrategia especial de vigilancia al prestador y a su filial Energía Social de la Costa S.A. ESP que presta el servicio en barrios subnormales, mediante la cual se evaluaron a profundidad los aspectos social, técnico, comercial y financiero de los prestadores.

Dicha estrategia contiene dos elementos: por una parte, examinar el desempeño del agente prestador del servicio de distribución y comercialización en el Caribe, y por la otra, evaluar las circunstancias ajenas al manejo de la Empresa que afectan la calidad del servicio que recibe la ciudadanía de la región. En el primer elemento, el objetivo fue auditar los procesos adelantados por la empresa, para identificar detalladamente los problemas existentes en la prestación del servicio.

Este ejercicio auditor produjo dos resultados:

- Un Acuerdo de Mejoramiento con exigencias bien definidas y estrictos mecanismos de control y seguimiento. El Acuerdo contempla las inversiones y otras gestiones necesarias por parte de la empresa para alcanzar las metas que la Superintendencia considera indispensables para la mejora del servicio.
- Un conjunto de investigaciones a la empresa por presuntas violaciones a las normas legales, regulatorias y administrativas aplicadas en los casos en que haya lugar. Actualmente, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible (SDEG) adelanta nueve investigaciones contra Electricaribe S.A. ESP por diversos presuntos incumplimientos. Es probable que este número aumente con el avance de la auditoría en marcha.

En el segundo elemento, el objetivo fue consolidar espacios de discusión adecuados para una articulación efectiva entre las diferentes entidades del Estado y las empresas que participan en la prestación del servicio, de manera que, desde las instancias correspondientes, se puedan resolver las dificultades de carácter regulatorio y procedimental que no son responsabilidad del prestador, y que impiden la ejecución de proyectos y/o actividades necesarias para la mejora de los estándares de calidad del servicio en la costa Caribe.

La estrategia especial se mantendrá, al menos, hasta diciembre del año 2013 o hasta que se evidencien avances importantes en la prestación del servicio en todos sus aspectos.

4. ASPECTOS FINANCIEROS

4.1. Hechos Relevantes del último año:

JUNTA DIRECTIVA

Durante 2011 la composición de la Junta Directiva presentó las siguientes modificaciones:

En el acta No. 40 del 30 de marzo de 2011, la Asamblea de Accionistas aprobó modificaciones al interior del renglón 7 en el miembro principal y suplente, y en el primer renglón de principales.

En el acta No. 41 de 2 de septiembre de 2011, la Asamblea de Accionista aprobó modificación al interior del renglón 1 de los miembros suplentes, renglón 4 de los miembros principales y el renglón 7 de los miembros suplentes.

Estas modificaciones no produjeron cambios significativos en la representación de los accionistas ó las directrices principales de la Compañía, dado que estuvieron motivadas por cambios en la estructura organizativa de la empresa, en especial lo que hace referencia al reciente nombramiento del nuevo Gerente el señor José García Sanleandro, y/o nombramientos y remociones de personal en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

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

	Representates	Cargo
1	Maria Eugenia Coronado Orjuela	Manuel Benito Sanchez
2	Francesc Solbes Pons	Pedro Manuel Ruiz Lechuga
3	Sergio Manuel Aranda Moreno	Maria Fernada Ortiz Delgado
4	Jose García Sanleandro	Juan Manuel Otoya Rojas
5	Narcis de Carreras Roque	Antonio Basolas Tena
6	Rodolfo Segovia Sala	Alfonso de mares Colom
7	Subdirector de Riesgo Crédito Publico y Tesorería	Francisco Manuel Lucero Campaña

Fuente: Electricaribe S.A. ESP

REPRESENTANTE LEGAL.

Según el Acta de Junta Directiva No. 113 del 23 de septiembre de 2011, se aprobó el nombramiento de José María Sanleandro como Representante legal de Electricaribe, en sustitución de Benjamín Payares Ortiz quien pasó a ser primer suplente legal en remplazo de Carlos Franco Delgado.

Los anteriores cambios se dan principalmente por:

- Nombramiento de José García Sanleandro como Gerente General de la empresa.
- Renuncia de Carlos Franco Delgado quién era primer suplente del representante legal de Electricaribe.

CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO Y CÓDIGO DE ÉTICA

En el año 2011, Electricaribe adoptó el Código de Ética de la compañía Gas Natural

S.A., por ser el accionista controlante de Electricaribe y del grupo de compañías (Energía Social y Energía Empresarial).

El Código Ético del Grupo Gas Natural tiene como finalidad establecer las pautas que han de presidir el comportamiento ético de todos sus empleados en su desempeño diario, en lo que respecta a las relaciones e interacciones que mantiene con todos sus grupos de Interés. Estos son los propios empleados, los clientes, los proveedores y colaboradores externos, los accionistas, las instituciones públicas y privadas y la sociedad en general.

Este Código Ético se basa en la definición de la Misión, Visión, Valores y Principios del Grupo Gas Natural, a la que complementa, y constituye una guía de actuación para asegurar un comportamiento adecuado en el desempeño profesional de sus empleados, de acuerdo con las leyes de cada uno de los países donde el Grupo Gas Natural desarrolla sus actividades y respetando los valores de sus respectivas culturas. Pautas de conducta

El Código Ético determina pautas específicas de actuación en las siguientes áreas de contenidos:

- Respeto a la legalidad, derechos humanos y a los valores éticos.
- Respeto a las personas.
- Desarrollo profesional e igualdad de oportunidades.
- Cooperación y dedicación.
- Seguridad y salud en el trabajo.
- Uso y protección de los activos.
- Corrupción y soborno.
- Pagos irregulares y blanqueo de capitales.
- Imagen y reputación corporativa.
- Lealtad a la empresa y conflictos de intereses.
- Tratamiento de la información y del conocimiento.
- Relaciones con los clientes.
- Relaciones con empresas colaboradoras y proveedores.

- Respeto al medio ambiente.

Para el 2011 no se evidenciaron cambios en el código de ética con respecto al 2010.

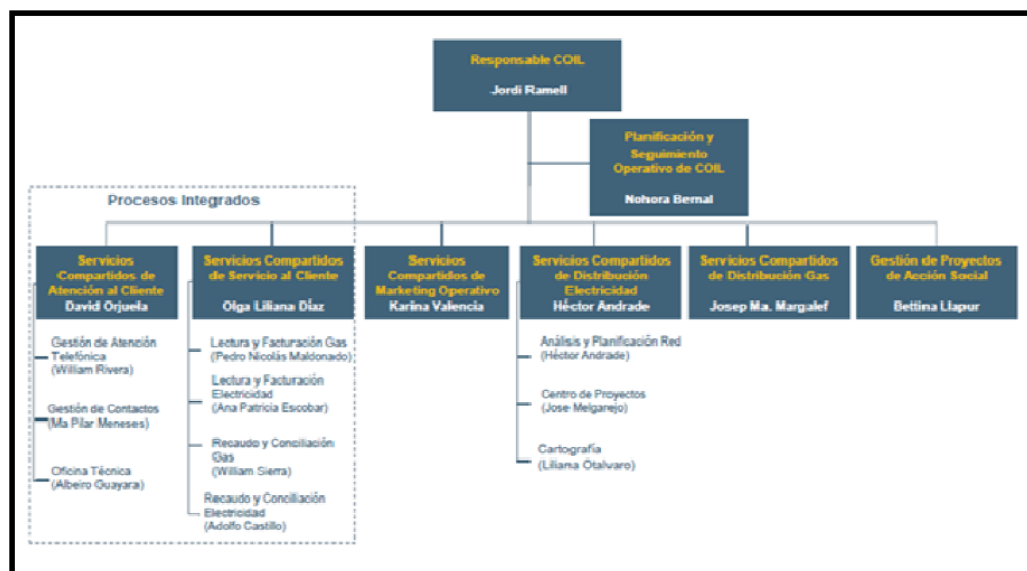
Adicionalmente, se encuentra publicado en la página Web de Electricaribe. Acerca de los mecanismos de cumplimiento del Código de Ética de la compañía, se establece: “Los incumplimientos del Código Ético ponen en riesgo la reputación del Grupo Gas Natural y podrían comprometer su solidez. Por tal motivo, todos los empleados del Grupo tienen la obligación de informar a su superior jerárquico o a la Comisión del Código Ético, cualquier incumplimiento o mala práctica que pudieran observar en el desempeño de sus actividades profesionales. El Grupo Gas Natural ha establecido canales formales supervisados por la Comisión del Código Ético, para que todos sus empleados puedan realizar de buena fe y sin temor a represalias, consultas o comunicaciones de incumplimientos de lo establecido en este Código.”

SOPORTE ESTRUCTURAL

Como consecuencia de la voluntad del Grupo Gas Natural de avanzar en la integración y homogenización de la operativa de los negocios de los diversos países de Latinoamérica, se ha creado recientemente la unidad “Centro Operativo Integrado de Latinoamérica - COIL”, englobada dentro del Área de Latinoamérica.

La unidad Centro Operativo Integrado de Latinoamérica (COIL), tiene como misión la gestión y ejecución de aquellos procesos operativos susceptibles de ser integrados para dar servicio a los diversos negocios en el ámbito de Latinoamérica, impulsando de manera continua la captura de oportunidades de mejora de la eficiencia y de la calidad en aquella operativa que no requiera presencia local para su ejecución. Esta unidad dará servicio a los responsables de los diversos negocios cuyos procesos se integran en el COIL y operará en el marco de las directrices de políticas, procedimientos y normas fijadas por la unidad de Expansión Orgánica Latinoamérica y por las direcciones técnicas con actividad en el área de Latinoamérica.

Estructura Organizativa Centro Operativo Integrado de Latinoamérica



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

El equipo de la unidad Centro Operativo Integrado Latinoamérica (COIL) está integrado por:

- Planificación y Seguimiento Operativo de COIL.
- Servicios Compartidos de Atención al Cliente.
- Servicios Compartidos de Servicio al Cliente.
- Servicios Compartidos de Marketing Operativo.
- Servicios Compartidos de Distribución Electricidad.
- Servicios Compartidos de Distribución Gas.
- Gestión de Proyectos de Acción total.

Teniendo en cuenta lo anterior, se producen los siguientes cambios en las estructuras organizativas actuales, así:

Unidad Servicios Compartidos de Servicio al Cliente:

- Se integra al COIL los procesos administrativos de lectura, facturación, recaudo y conciliación, atención telefónica, gestión de contactos (canales virtuales, central de escritos y otros que no requieran presencia local).
- Los demás procesos quedan en la gestión operativa local en el negocio de gas y elnegocio de electricidad.
- Se crea la Unidad de Lectura y Facturación Gas, y la Unidad de Lectura y Facturación Electricidad.
- Se crea la unidad de Recaudo y Conciliación Gas, y la Unidad de Recaudo y Conciliación Electricidad.

Unidad Servicios Compartidos de Atención al Cliente:

- Se crea la unidad de Gestión de Atención Telefónica: Responsable de la operación de atención telefónica, integrada inicialmente para Colombia para los negocios de gas y electricidad y progresivamente para aquellos países que se incorporen en el ámbito del COIL, así como de asegurar el cumplimiento de los niveles de servicio y potenciar la eficiencia y mejora continua en la ejecución de los procesos de atención telefónica a clientes. Es decir, desde Bogotá se pueden recibir llamadas del negocio de electricidad de Barranquilla y las de gas de Bogotá.
- Se crea la unidad de Gestión de Contactos: Responsable de la operación del canal de atención escrito en Colombia para los negocios de gas y electricidad, así como del tratamiento homogéneo de la información de contactos de los clientes dentro del ámbito de COIL, con el fin de disminuir reclamaciones, mejorar procesos, incrementar calidad y potenciar la eficiencia.
- Se crea la unidad de Oficina técnica: Responsable de realizar el control de calidad de los procesos de atención telefónica y gestión de contactos de los negocios de gas y electricidad en Colombia.

Unidad Servicios Compartidos de Distribución Electricidad:

- Se crea la unidad de Análisis y Planificación de red: Responsable de la elaboración de la planificación de red de alta tensión y validación de los planes dearquitectura de red de media tensión en un ámbito Latinoamérica.
- Se crea la unidad de Centro de Proyectos: Responsable de la elaboración de los diseños de media tensión para el negocio de electricidad en Latinoamérica, así como de la validación por muestreo de diseños baja tensión, revisión y análisis de los proyectos tipo y optimización de los procesos de diseño.

- Se crea la Unidad de Gestión Cartográfica: Unidad encargada de ejecutar la actualización de la base de datos cartográfica del negocio de electricidad en Latinoamérica.

Estructura Organizativa de Despacho Eléctrico en Colombia

Se producen los siguientes cambios en las estructuras organizativas de Despacho

Eléctrico en Colombia:

- Se integra al COIL los procesos relacionados con Planificación de Alta Tensión y Base de Datos de Instalaciones.
- En el ámbito del país permanecen los procesos de Arquitectura de red y Conexiones, así como Operación red, Compras de Energía y Calidad de Suministro.

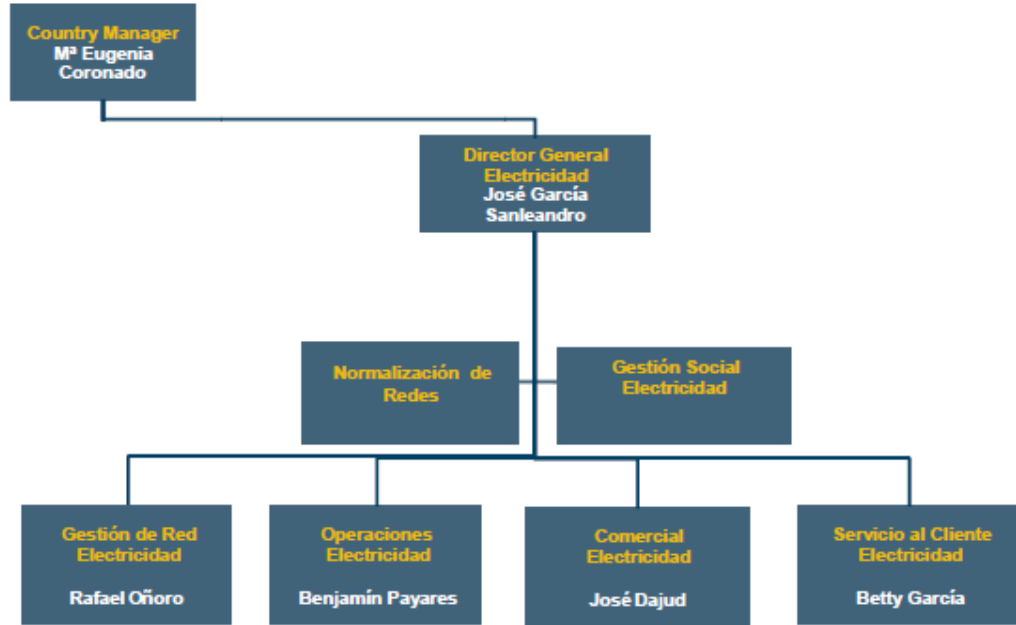
De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área de Recursos Humanos de

Electricaribe, la creación del COIL generó la definición de nuevos perfiles y funciones de cada uno de los cargos diseñados. Estructura Organizativa del Negocio de Electricidad en Colombia Como consecuencia del nombramiento del Director General de Electricaribe y para asegurar el cumplimiento de los objetivos de negocio en materia de rentabilidad, seguridad y calidad, se realizaron los siguientes cambios en la estructura organizativa del negocio eléctrico en Colombia:

La nueva estructura organizacional de Electricaribe establece que la dirección general corporativa del negocio de electricidad depende del “Country Manager”. Anteriormente la alta dirección corporativa del negocio de electricidad dependía del “Country Manager de Gas”. Adicionalmente, la alta dirección operativa del negocio de electricidad actualmente depende del “Director General de Electricidad” - Jose García Sanleandro.

Las áreas de la compañía agrupadas bajo la “Dirección General Electricidad” fueron expandidas de tres (3) a seis (6) unidades, como son: i) “Normalización de Redes”, ii) “Gestión social Electricidad”, iii) “Gestion de Red Electricidad”, iv) “Operaciones Electricidad”, v) “Comercial Electricidad” y vi) “Servicio al cliente Electricidad”. Anteriormente, el área operativa de Electricaribe estaba conformada por las unidades de “Despacho Eléctrico”, “Distribución Eléctrica” y “Servicio Al Cliente”.

Estructura Organizativa del Negocio de Electricidad (Operativo)



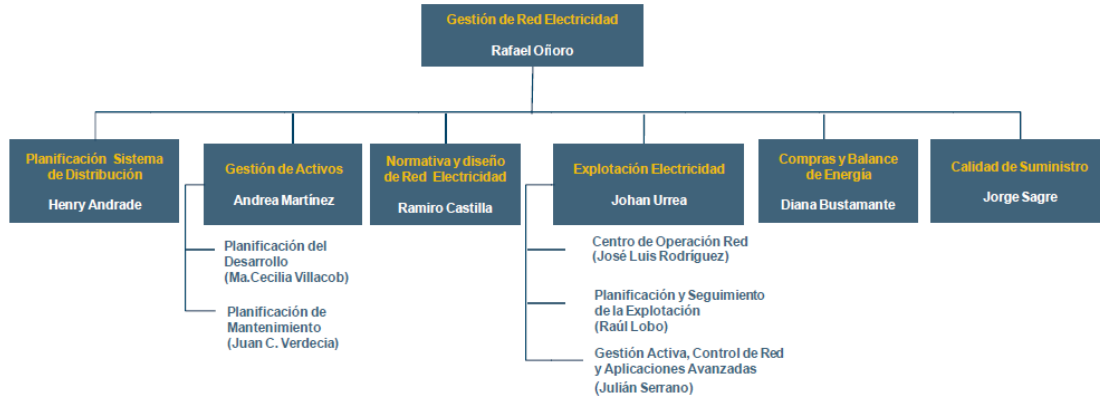
Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Se creó la Unidad de Normalización de Redes, con el fin de gestionar los fondos de financiación antes lo entes institucionales y gubernamentales para la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica en mercados especiales. Gestiona la construcción de redes de apoyo de la unidad de operaciones y realiza el seguimiento de su actividad.

Se creó la Unidad de Gestión Social Electricaribe, con el fin de ejecutar los programas encaminados a la acción social conforme a las políticas de grupo, dando soporte a la gestión de relaciones institucionales y de gobierno de la región Caribe en este campo. En su ámbito de responsabilidad estará la gestión de la Fundación Electricaribe.

La Unidad Gestión de Red Electricidad, es responsable de la planificación de la expansión, operación y mantenimiento de la red de electricidad, maximizando la rentabilidad de los activos y optimizando el dimensionamiento de la red. Adicionalmente, se responsabiliza de la explotación de la red de electricidad, gestionando el centro de operaciones de red y realizando el dispatching, la previsión de la demanda y las compras de energía. Así mismo, se responsabiliza del cumplimiento de la normativa y auditoria técnica de la red y calidad del suministro conforme a los criterios del grupo.

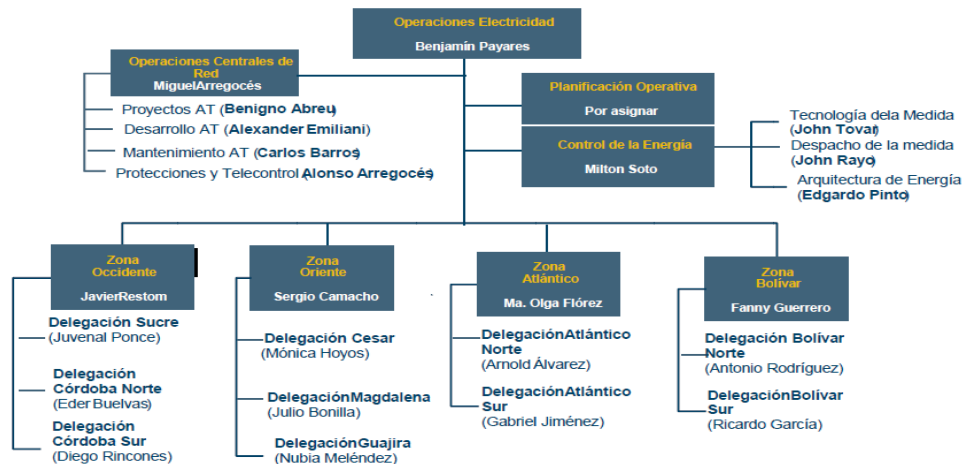
Estructura Organizativa Gestión de Red Electricidad.



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

La Unidad de Operaciones Electricidad, es responsable de la programación y ejecución en campo de todas las actividades de construcción y mantenimiento de la red de electricidad. Ejecuta, además, la atención de urgencias en el territorio y operación de lectura, reparto y medida de la red, así como la gestión y resolución de incidencias y recuperación de la energía, con el fin de mantener la operación bajo las condiciones de continuidad y seguridad técnicas para los clientes. Adicionalmente se responsabiliza del cumplimiento de los objetivos de expansión y mantenimiento en los términos de plazo, calidad, coste y seguridad fijados por el gestor de red de electricidad. Ejecuta los planes comerciales electricidad para los clientes residenciales y Pymes. Gestiona la red de oficinas comerciales para atención de clientes y operaciones de cobro y recaudo.

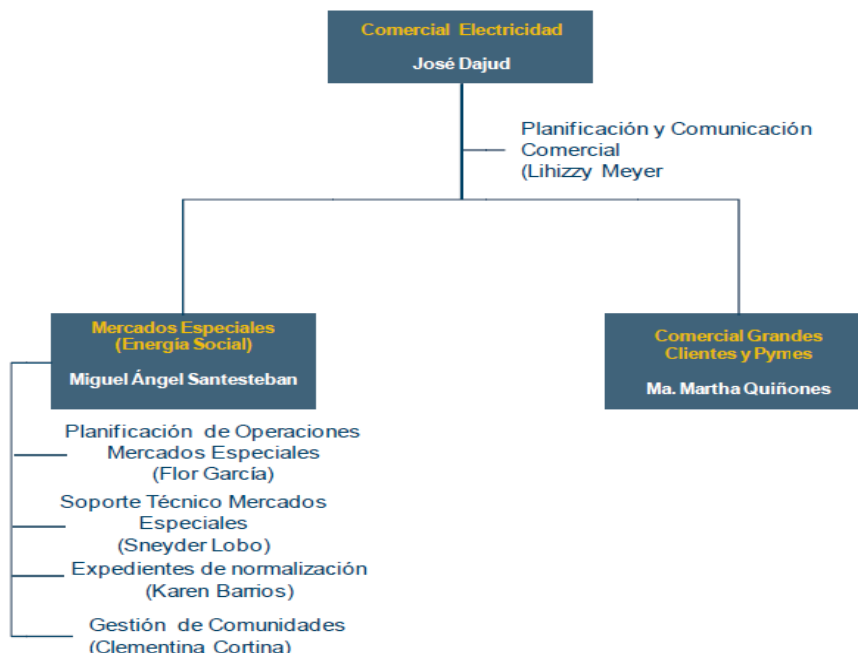
Estructura Organizativa Operaciones Electricidad.



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Se creó la Unidad Comercial electricidad, con el fin de realizar la planificación comercial de clientes de electricidad en todos los mercados. También realiza la Gestión de clientes de los mercados especiales (barrios subnormales y zonas especiales), tanto en lo que se refiere a la actividad centralizada como a la atención en campo. Así mismo, es responsable de la Gestión comercial de grandes clientes de electricidad.

Estructura Organizativa Comercial Electricidad.



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

La Unidad Servicio al Cliente Electricidad, es responsable de la planificación y coordinación de actividades en procesos de atención a clientes, y procesos de morosidad así como el control y regularización de clientes y procesos de servicio al cliente no integrados en el COIL (Centro Operativo Integrado de Latinoamérica) conforme a las directrices del Grupo.

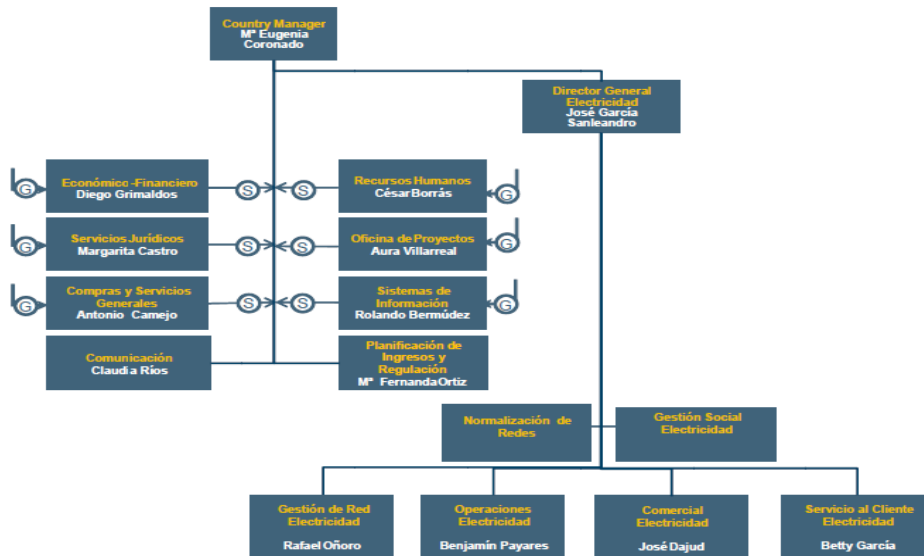
Estructura Organizativa Servicio al Cliente Electricidad.



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Por otro lado, las áreas corporativas de la Compañía agrupadas bajo la dirección del “Country Manager de Gas”, se redujeron pasando de nueve (9) a ocho (8), desapareciendo la unidad y “Servicio al Cliente Compartidos Colombia”.

Estructura Organizativa del Negocio de Electricidad.



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Teniendo en cuenta lo anterior, se desarrolla la siguiente estructura organizativa en el ámbito de la Unidad de Operaciones Electricidad:

- Se crean Zonas territoriales Occidente / Oriente /Atlántico/ Bolívar. Son responsables de la atención a clientes en la red de oficinas comerciales y la ejecución de operaciones de cobro y recaudo, gestión comercial de PYMES, ejecución de las operaciones a cliente: lectura, reparto, operaciones domiciliarias, operaciones derivadas de las campañas de recuperación de energía. Así mismo son responsables del desarrollo de red y nuevos suministros, la ejecución de las operaciones mantenimiento MT/BT, todo en su ámbito geográfico correspondiente. También, realizan funciones de representación ante administraciones autónomas y municipales y de gestión de los contratistas en terreno.

A continuación se detallan las delegaciones que conforman cada Zona:

- Zona Occidente:

Delegación Sucre

Delegación Córdoba Norte

Delegación Córdoba Sur

- Zona Oriente:

Delegación Cesar

Delegación Magdalena

Delegación Guajira

- Zona Atlántico:

Delegación Atlántico Norte

Delegación Atlántico Sur

- Zona Bolívar:

Delegación Bolívar Norte

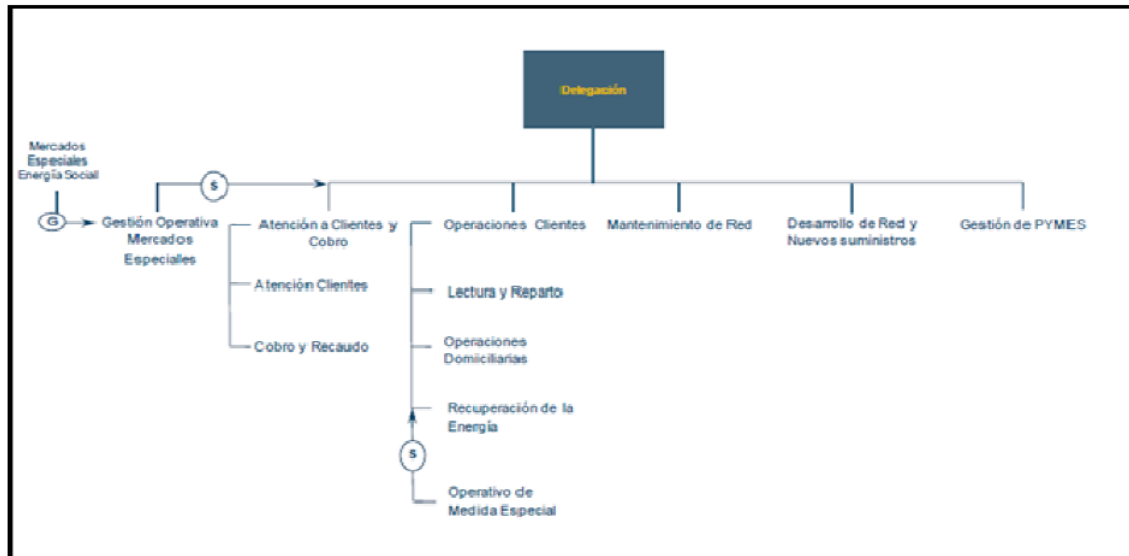
Delegación Bolívar Sur

En el ámbito de cada Delegación, se crean las siguientes Unidades.

- Unidad de Atención al Cliente y Cobro.

- Unidad de Operaciones Clientes.
- Unidad de Mantenimiento de red.
- Unidad de Desarrollo de Red y Nuevos Suministros.
- Unidad de Gestión de Pymes.
- Unidad de Medida Especial Operativo
- Unidad de Gestión Operativa mercados Especiales.

Estructura Modelo Zona “Operaciones Electricidad



Fuente: Electricaribe S.A. ESP

De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área de Recursos Humanos de Electricaribe, los anteriores cambios se dan principalmente por:

- Proyecto definido por la casa matriz.
- Estructura territorial única: responsabilidad de actividad en territorio, bajo un único delegado (unificando sector y distrito).
- Especialización: Separar “planificación” de “ejecución”.
- Centralización: Varios procesos de atención al cliente y distribución electricidad se integran en el COIL.

- Visión integral de procesos: el delegado en la unidad de operaciones de electricidad tiene visión completa del ciclo de ingresos, es decir, ciclo de ingresos bajo único responsable.

En consecuencia, se producen y/o ratifican nombramientos en los diferentes cargos de la estructura organizativa de Electricaribe. Así como promociones del personal hacia los diferentes cargos, dependiendo de la experiencia y competencias que poseen. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, este proceso de cambios en la estructura se encuentra en etapa de transición. Teniendo en cuenta lo anterior, con estos cambios la Compañía busca: i) Ganar agilidad en la toma de decisiones y en su ejecución; ii) una visión integral de los procesos; iii) asegurar la calidad en la ejecución de las operaciones y el servicio prestado; iv) Aprovechar economías de escala; v) desarrollar relación integral con proveedores, entre otros.

MARCO REGULATORIO

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
Ley 1450 del Congreso de la republica de Colombia de 16 de Junio de 2011	Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014	<p>En el plan Nacional de Desarrollo se establecen los siguientes directrices que tienen relación con Electricaribe:</p> <p>Artículo 103. Energía Social.</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía, continuará administrando el Fondo de Energía Social, como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir, a partir del 2011 hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las ARMD, ZDG y Barrios Subnormales.</p> <p>Parágrafo 2°. Con el objeto de incentivar la cultura de pago, el Ministerio de Minas y Energía reglamentará un esquema que establezca distintos porcentajes de aplicación del beneficio del FOES, en relación al porcentaje de pago de la facturación efectuado por los usuarios.</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>Parágrafo 3°. El Ministerio de Minas y Energía establecerá una senda de desmonte de aplicación del FOES en las Zonas de Difícil Gestión, consistente con la implementación de los planes de reducción de pérdidas de energía que expida la CREG.</p> <p>Artículo 104. Normalización de redes.</p> <p>Durante la vigencia del presente Plan Nacional de Desarrollo, adiciónese un peso (\$1) por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del Programa de Normalización de Redes, PRONE, creado mediante la Ley 812 de 2003 y continuado mediante la Ley 1151 de 2007.</p>
<p>Resolución CREG 94 de julio 21 de 2011</p>	<p>Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 104 de la Ley 1450 de 2011</p>	<p>El artículo 104 de la Ley 1450 de 2011, establece que: “Durante la vigencia del presente plan, adiciónese un peso por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del programa de normalización de redes eléctricas, PRONE, creado mediante la Ley 812 de 2003 y continuado mediante la ley 1151 de 2007”. Y en su parágrafo dispone que la CREG deberá adoptar los cambios necesarios en la regulación para que la contribución de que trata dicho artículo sea incorporada a la tarifa del servicio de energía eléctrica.</p> <p>Por tanto, en esta resolución se fija la fórmula para liquidar la contribución PRONE.</p>
<p>Resolución CREG 090 de 2011 de 7 de julio</p>	<p>Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter</p>	<p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca los siguientes aspectos:</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
de 2011.	general, que pretende adoptar la CREG “Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”.	<ul style="list-style-type: none"> • En el MOR se definen las obligaciones de venta para los generadores y de compra para los comercializadores de acuerdo con una curva de carga horaria definida por la CREG. • La asignación de tales obligaciones entre los generadores se hará mediante esquema centralizado basado en una subasta de reloj descendente. La asignación de asignaciones a los comercializadores se hará con base en el despacho real. • El esquema garantiza el anonimato de las partes y la no discriminación de comercializadores. • Se solicitará a la CREG analizar opciones para reducir los montos y los costos de garantías y que en cualquier caso, se permita la transferencia de los costos o ingresos a los usuarios. • Todos los comercializadores ponen el 100% de la garantía de pago para la demanda regulada. • La demanda regulada asume la exposición a bolsa (compra o venta) en caso de incumplimiento de compradores o vendedores. Impactos en Garantías: • Actualmente Electricaribe sólo presenta garantías bancarias por el 16% de su demanda. Con el MOR tendría que garantizar el 100%, pasando de COP\$ 22 mil mill/mes a COP\$ 234 mil mill/mes, afectando

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>cupo endeudamiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El costo de la garantía podría incrementarse hasta 7 veces si se debe acudir a bancos internacionales por limitación del patrimonio técnico de la banca local.
		<p>Se ha solicitado a la CREG: 1) Analizar opciones para reducir los montos y los costos de garantías: calificación de riesgo crediticio de corto plazo o cámara central de contra parte. 2) Actualizar los costos reconocidos por garantías en el cargo de comercialización.</p> <p>Impactos Curva de Carga:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En el MOR se definen obligaciones de venta para generadores y de compra para comercializadores de acuerdo con curva de carga horaria definida por la CREG. • Las diferencias entre la curva de carga del MOR y la curva de carga real de ELECTRICARIBE, darán lugar a ventas en bolsa en horas de baja demanda y compras en horas de media-alta. • La fórmula tarifaria (Res. 119/2007) no permite el traslado a los usuarios del riesgo de las ventas en bolsa. • Se solicitará a la CREG que permita la transferencia de los costos o ingresos a los usuarios dado que no posibilidad de gestión por parte de la empresa. <p>Se ha solicitado a la CREG que el producto que se trance en el MOR tenga</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		una duración de dos años, con el fin de atenuar los efectos en el precio de un fenómeno de sequía (fenómeno de El Niño).
<p>Resolución CREG 122 de septiembre 8 de 2011.</p> <p>Resolución CREG 123 de septiembre 8 de 2011</p>	<p>Por la cual se regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía del impuesto creado por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público. Por la cual se aprueba la metodología para la determinación</p>	<p>En la resolución CREG 122, se establece que el contrato de facturación y recaudo conjunto tiene como objeto determinar las condiciones con las cuales una empresa prestadora de servicio público domiciliario de energía eléctrica, facturará en desprendible separable, distribuirá los desprendibles y recaudará el impuesto de alumbrado público de manera conjunta con el servicio público domiciliario de energía eléctrica.</p> <p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca los siguientes aspectos:</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • Los municipios son los responsables de la prestación del servicio de Alumbrado Público y para ello debe incluir en sus presupuestos los costos/ingresos de la prestación de este servicio, y de las inversiones requeridas. Las peticiones, quejas y reclamos deben ser gestionadas por el municipio. • Los municipios deben acordar contratos con los comercializadores que incluyan: i) Contrato de facturación y recaudo conjunto entre el municipio y una ESP., reconociendo un margen de 4,13% más impuestos. ii) La facturación del Alumbrado Público en desprendible separable, según tarifas que adopte cada

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>municipio conforme con acuerdo promulgado por su respectivo Concejo. iii) Suministro de energía. Para la determinación del consumo de energía los activos de AP deben contar con Sistemas de Medición.</p>
<p>Resolución CREG 156 de noviembre 17 de 2011.</p>	<p>Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación</p>	<p>Fue expedida la resolución 156 de 2011 en la que se regulan las obligaciones y derechos de los comercializadores de electricidad frente a otros comercializadores, los operadores de red y los usuarios.</p> <p>En el reglamento se establecen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Requisitos para desarrollar la actividad de comercialización en el mercado mayorista • Obligaciones de los comercializadores. • Participación de los comercializadores en el mercado mayorista de energía. • Relación entre comercializadores y operadores de red. • Relación de los comercializadores con otros comercializadores. <p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca como aspectos positivos:</p>
		<ul style="list-style-type: none"> • El comercializador continua siendo responsable de la medida y de la lectura • Se le asigna la responsabilidad del correcto funcionamiento de la frontera y de proporcionar acceso a la información de medidas.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<ul style="list-style-type: none"> • Los comercializadores deberán presentar garantías por el pago de cargos por uso de STR y SDL, caso contrario el comercializador será retirado del MEM. • El registro de una frontera comercial deberá realizarse para un único Usuario (se exceptúan zonas especiales, fronteras embebidas reguladas y frontera multiusuario registradas con anterioridad). • Se regula el retiro voluntario o forzoso de agentes del mercado por garantías del MEM o por garantías del STR-SDL, entre otras. • El comercializador es el único responsable por la suspensión, corte y reconexión en activos de N1, siempre y cuando no intervenga activos de uso. En los demás casos el OR ejecutará las maniobras remuneradas por el respectivo Comercializador. • Se definen criterios y plazos para la conexión de cargas que deberá cumplir el OR. En cuanto a los aspectos negativos destaca: • Se establece un procedimiento para glosar y para rechazar la factura del OR al Comercializador.
Resolución CREG 157 de noviembre 17 de 2011	Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras	<p>En la resolución hacen referencia entre otros temas a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Clasificación de las Fronteras Comerciales.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
	disposiciones.	<ul style="list-style-type: none"> • Disposiciones para el registro de Fronteras Comerciales • Solicitud de registro de Fronteras Comerciales • Estudio de la solicitud de registro • Publicación de la información del registro • Registro de la Frontera Comercial. • Registro de Contratos de Energía de la Largo Plazo
		<ul style="list-style-type: none"> • Liquidación y Facturación de Transacciones en el MEM • Liquidación y Facturación de Cargos por Uso La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca como aspectos positivos: • El ASIC podrá contratar un tercero para verificar objeciones presentadas al registro de una frontera comercial sobre: <ul style="list-style-type: none"> - Incumplimiento del código de medida - Inconsistencias sobre sistema de medida - Cumplimiento del reglamento de comercialización sobre fronteras multiusuario. - Los terceros contratados por el ASIC para realizar verificaciones

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>a fronteras comerciales serán escogidos de una lista definida por el CAC.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una frontera comercial será objeto de cancelación si: <ul style="list-style-type: none"> - La reparación de fallas o hurtos del sistema de comunicación supera los tiempos regulados - Se incumple del código de medida - La frontera que se registro tiene más de un usuario asociado (Res.156/11 Art. 14). <p>En cuanto a los aspectos negativos destaca:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La publicación de la liquidación final de transacciones en el MEM se adelanta a los primeros 5 días calendario de cada mes. • El vencimiento de la factura del MEM pasa a ser el 5 día calendario después de expedida la factura. • Para registrar una frontera comercial, el agente deberá demostrar su capacidad financiera para realizar transacciones en el MEM. Creg expedirá reglamentación complementaria. <p>Adicionalmente, Electricaribe, establece que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se realizará un taller de capacitación a las áreas de negocio en la regulación expedida.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<ul style="list-style-type: none"> Se analizarán los efectos puntuales originados y se revisarán alternativas de actuación en cada caso.
Resolución CREG 159 de noviembre 17 de 2011.	Por la cual se adopta el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local.	<p>En el contexto de los análisis para la adopción de un reglamento para la actividad de comercialización de energía eléctrica y considerando los comentarios remitidos por algunos agentes, la Comisión ha identificado la necesidad de definir un reglamento de mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión regional y del sistema de distribución local, con los objetivos de:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Mitigar el riesgo de incumplimiento en el pago de los cargos por uso asociados a la energía que se transporta por los sistemas de transmisión regional y distribución local. ii) Asegurar la continuidad del servicio de los usuarios finales
Resolución CREG 172 de diciembre 1 de 2011	Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.	<p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable destaca como aspectos positivos de esta regulación expedida:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) Remunera inversiones (redes y medidores) y gastos eficientes mediante el CPROG cobrados a usuarios finales ii) Ayuda a financiar el esfuerzo necesario para apropiarse de los efectos positivos de reducción de compras de energía y aumento de
Resolución CREG 172 de diciembre 1 de 2011	Por la cual se modifica la fórmula tarifaria general que permite a los	

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
	<p>Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional establecida en la Resolución CREG 119 de 2007.</p>	<p>ventas</p> <p>iii) Disminuye las compras de energía del comercializador de incumbencia al distribuir pérdidas no reconocidas entre los comercializadores del mismo mercado.</p> <p>En cuanto a los aspectos negativos que se destacan son:</p> <p>i) El costo reconocido será el mínimo valor entre el solicitado por el OR y el resultado del Modelo de Estimación del Costo Eficiente de la Creg. En caso de que el OR que acepte dicha remuneración, deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas.</p> <p>ii) El cumplimiento de metas se verifica con base en un indicador porcentual</p> <p>iii) La remuneración del plan está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular.</p>
<p>Resolución CREG 172 de diciembre 1 de 2011</p>	<p>Por la cual se modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.</p>	<p>De acuerdo con el análisis del comité de regulación de Electricaribe, la empresa cuenta con plazo para la presentación del plan hasta finales del mes de marzo de 2012. Se desarrollarán reuniones con el área de negocio con el fin de revisar la Resolución y los análisis y proponer actuación frente a la CREG.</p>
<p>Resolución CREG 198 de 2011 de 28 de diciembre de</p>	<p>Por la cual se ordena hacer público un proyecto de</p>	<p>La Creg publicó para comentarios una propuesta (Res. Creg 198/2011) de aplicación del esquema de convocatorias</p>

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
2011.	resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de establecer los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante mecanismos de libre competencia.	<p>para la asignación, construcción y operación de los proyectos de expansión de los STR.</p> <p>La compañía dentro del análisis realizado por el área responsable, destaca como aspectos positivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mantiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión del STR que opera. • El OR tiene prioridad para ejecutar los proyectos de expansión.
		<p>En cuanto a los aspectos negativos se destacan:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abre la posibilidad de realizar convocatorias públicas bajo alguna de las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> - Cuando el OR no manifieste a la UPME interés o incumpla los plazos y condiciones para manifestar interés - Cuando se determine el incumplimiento grave e insalvable en la ejecución del proyecto, - Cuando el MME o la entidad que delegue, decida que un proyecto debe adelantarse por convocatoria • El OR incumbente asume riesgos de pérdidas y de cartera garantizándole al ganador de la convocatoria un ingreso regulado por 25 años al wacc del STR. • Podrán participar en las convocatorias: <ul style="list-style-type: none"> i) los OR existentes, excepto el que no manifieste interés o incumpla con los plazos establecidos; ii) los

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>transmisores regionales (TR) existentes, excepto el que incumpla con los plazos establecidos; iii) terceros interesados.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduce la capacidad operativa del operador de red sobre el STR al asignarle responsabilidad operativa al inversionista sobre los nuevos activos. El plazo para comentarios vencía el 7 de febrero de 2012. Se realizarán reuniones con las áreas de negocio y con Asocodis y demás gremios para promover comentarios.
Decreto No. 0111 de 20 de enero de 2012 del Ministerio de Minas y Energía.	Por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social - FOES y se dictan otras disposiciones.	<p>Fondo de Energía Social -FOES: Bajo ninguna circunstancia, constituirá un pasivo a cargo de la Nación y a favor de las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos, los valores que por concepto de FOES no hayan alcanzado a cubrir la suma de cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora, desde la fecha de creación de este sistema, toda vez que esta cifra máxima de cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora, constituye un límite máximo dependiendo de la disponibilidad de recursos.</p> <p>Zonas de Difícil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>(ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa. Para acreditar lo anterior, la empresa deberá presentar ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, certificación suscrita por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados o por el Representante Legal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que la modifiquen y/o adicionen. Dicha certificación debe ir acompañada con la memoria de cálculo respectiva para cada una de las Áreas reportadas al Sistema Único de Información (SUI).</p>

ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

La Compañía identifica los riesgos técnicamente de acuerdo con las directrices del Grupo Gas Natural –Fenosa a nivel mundial, La identificación de los riesgos se efectúa para algunos y no para la totalidad de los procesos que conforman la Organización. No hay una metodología de valoración de riesgos que se aplique en todos los niveles, de manera tal que permita priorizarlos y determine su probabilidad de ocurrencia e impacto de los mismos y tampoco existen políticas de administración de riesgos que considere los análisis externos y los internos del negocio y los lineamientos normativos y legales que rigen la Compañía; sin embargo, a través de los diferentes comités operativos y administrativos de la empresa, una

vez identificados los riesgos inherentes a cada proceso, se toman las medidas del caso, estableciendo prioridades y acciones a seguir.

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

4.2. Indicadores financieros

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Rotación cuentas por cobrar (Días)	247,32	225,02	238.64	A 31 de diciembre 2011, el indicador mejora presentando un aumento de 13.62 días con respecto al año 2010. Esto obedece a que con relación al año anterior, el aumento de las cuentas por cobrar (16.8%) al igual un aumento en los ingresos operacionales (10.14%). Los ingresos de la compañía se incrementaron debido al incremento de la tarifa gracias al aumento del cargo de generación y el cargo de distribución. El resultado del indicador no cumple el referente establecido por la SSPD, dado que se sitúa 182.64 días por encima del mismo. Con respecto a los 4 años anteriores podemos observar que el indicador se desmejoró de 2008 a 2010, pero en el 2011 presentó una mejora con respecto al año anterior.	Este indicador presenta deterioro de 13.62 días, debido al efecto combinado del incremento en cuentas por cobrar a clientes (16.80%) principalmente por disminución del castigo de cartera en un 85.24% con respecto al año anterior, y el aumento en los ingresos operacionales del 10.14% originado principalmente en incremento en demanda y tarifa.
Rotación cuentas por pagar (Días)	56,92	49,33	53.09	A 31 de diciembre 2011, este indicador se desmejoró presentando un aumento de 3.75 días con respecto al año 2010. Esto obedece a que con relación al año anterior, aumento las cuentas por pagar (28.81%) al igual un aumento en los costos de ventas (19.7%). Observamos que el resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD, ubicándose 27.57 días por encima del mismo. Con respecto a los últimos 4 años podemos observar que el indicador presentó un comportamiento fluctuante ya que para el 2009 aumento en comparación con el 2008, en el 2010 disminuyó con respecto al 2009 y para el 2011 aumento en comparación con respecto al 2010.	El aumento en este indicador obedece al incremento en un 28.81% en las cuentas por pagar, originado en registro de proveedores por restricciones, inversiones y proyecto PRONE que nos afectan el costo de venta. Adicionalmente, el costo de venta presenta incremento del 19.71% con relación al año anterior.

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Razón Corriente (Veces)	0,81	1,09	1.01	A diciembre 31 del 2011, en este indicador se presenta un deterioro de 0.08 puntos con respecto al 2010. Esto obedece al efecto conjunto dado por el incremento de los activos corrientes (9.01%) al igual un aumento en los pasivos corrientes (17.39%) con respecto al año 2010. El resultado del indicador no cumple con el referente ubicandose 0.52 puntos por debajo de este. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente excepto por los resultados del 2011 respecto al año 2010.	El deterioro de éste indicador está dado principalmente por el incremento en el pasivo corriente en un 17.39% reflejado básicamente en obligaciones financieras, proveedores e impuesto al patrimonio. Mientras que el activo corriente presentó un incremento inferior del 9.01% comparado con el año anterior.
Margen Operacional (%)	16,72%	14,15%	9.92	A 31 de diciembre de 2011, este indicador se deterioro disminuyendo en 4.23 puntos porcentuales con respecto al año anterior. Esto se debe a que con relación al año anterior, se presenta un decrecimiento del EBITDA (22.81%) acompañado por un crecimiento en los ingresos operacionales (10.14%). Observamos que el resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD, ubicándose 11.52 puntos porcentuales por debajo del mismo. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente en el 2009 con respecto al 2008 y decreciente desde 2009 en comparacion con 2010 y en 2011 en comparacion con 2010.	El deterioro de éste indicador se debe principalmente a la disminución en un 22.81% del EBITDA como resultado del incremento en el costo de venta en un 21.14%; en comparación con el año anterior, mientras que los ingresos operacionales se incrementaron en un 10.14%, la disminución obedece a un efecto combinado de varios factores: incremento en demanda, mayor eficiencia negocio distribución y reduccion margen por diferencial en precio de compra de enegía aplicado en la tarifa a los clientes y el precio medio de compra, así como mayores costos asumidos de conexión pagados al transportista.
Cubrimiento Gastos Financieros (Veces)	3,53	4,52	3.17	A 31 de diciembre de 2011, este indicador desmejora presentando un aumento en 1.36 unidades con respecto al año anterior. Esto se debe a que con relación al año anterior, se presenta un decrecimiento del EBITDA (22.81%) al igual que un aumento en los gastos financieros (10.27%). Observamos que el resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD, ya que se encuentra 2.83 unidades por debajo del mismo. Con respecto al comportamiento del indicador de los	El deterioro de éste indicador se debe principalmente a la disminución en un 22.81% del EBITDA (explicada en el anterior indicador); mientras que los gastos financieros incrementaron en un 10.27% principalmente en intereses sobre obligaciones, en comparación con el año anterior.

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
				últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2011 respecto al año 2010.	
Suscriptores Sin Medición (%)	ND	ND	ND	El resultado del indicador se disminuye con relacion al año anterior. El resultado del indicador no cumple con el referente. Por motivo de la fusion en el 2007 de electricaribe y electrocosta, los resultados de los indicadores solo son comparables desde 2008.	En el año 2011 se presenta una mejora en este indicador con respecto al año anterior. El resultado del indicador no cumple con el referente. En el año 2010 y 2011 se ve afectado por el traslado de los clientes de Electricaribe Mipymes en virtud de su liquidación. Por motivo de la fusion en el 2007 de electricaribe y electrocosta, los resultados de los indicadores solo son comparables desde 2008.
Cobertura (%)	ND	ND	ND	De acuerdo con lo establecido por la SSPD, este indicador no aplica para la compañía.	De acuerdo con lo establecido por la SSPD, este indicador no aplica para la compañía.
Reclamos Facturación (por 10,000)	ND	ND	ND	El resultado del indicador reclamos de facturación por cada 10.000 facturas establecido por la SSPD para todos los distribuidores y comercializadores de energía, cumple con la meta establecida por la SSPD y se disminuye con relacion al 2010. Esto gracias a las acciones de seguimiento realizadas por el comite de reclamos dirigido por el area de servicio al cliente de la compañía.	El resultado del indicador reclamos de facturación por cada 10.000 facturas establecido por la SSPD para todos los distribuidores y comercializadores de energía, cumple con la meta establecida por la SSPD y se disminuye con relacion al 2010. Esto gracias a las acciones de seguimiento realizadas por el comite de reclamos dirigido por el area de servicio al cliente de la compañía.
Atención Reclamos Servicio (%)	ND	ND	ND	A diciembre 31 de 2011, este indicador se deteriora con respecto al 2010. Esto se debe a que con relacion al año anterior, se presenta un crecimiento en el numero de usuarios afectados (27.63%) acompañado de un aumento en el numero total de usuarios (13.68%).observamos que el resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD, ya que se encuentra 2.18 unidades por encima del mismo.	A diciembre 31 de 2011, este indicador se deteriora con respecto al 2010. Esto se debe a que con relacion al año anterior, se presenta un crecimiento en el numero de usuarios afectados (27.63%) acompañado de un aumento en el numero total de usuarios (13.68%).observamos que el resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD, ya que se encuentra 2.18 unidades por encima del mismo.

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Atención Solicitud Conexión (%)	ND	ND	ND	El resultado del indicador aumento con respecto 2010 presentando desmejora. No cumple con el referente establecido por la sspd, ya que se supera en 0.08 puntos porcentuales.	el resultado del indicador aumento con respecto 2010 presentando desmejora. no cumple con el referente establecido por la sspd, ya que se supera en 0.08 puntos porcentuales. En cuanto al comportamiento podemos observar que el indicador presenta una constante comportamiento a excepcion del resultado de 2011 con respecto al 2010.
Período de Pago del Pasivo de Largo Plazo (años)	2,87	4,05	5,64	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador se deterioro presentando un aumento de 1.06 años con respecto al 2010. Observamos que el aumento del periodo de pago del pasivo de largo plazo de la empresa en relación con el año anterior, obedece a que el decrecimiento del indicador EBITDA (22.81%), el aumento del pasivo corriente (17.39%) y el aumento de pasivo total (11.62%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente excepto por los resultados del 2009 respecto al año 2008.	El deterioro de éste indicador se debe al incremento del 4.70% presentado en el pasivo a largo plazo, originado principalmente por el impuesto al patrimonio.
Rentabilidad Sobre Activos (%)	8,62%	7,33%	5,41%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora, presentando una disminucion 1.92 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que la disminución de la rentabilidad sobre activos de la compañía en relación al año anterior, obedece a la disminucion del EBITDA (22.81%) y el aumento de los activos totales (4.62%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2009 respecto al año 2008.	El deterioro de éste indicador se origina principalmente en la disminución del EBITDA debido a un efecto combinado de varios factores: incremento en demanda, mayor eficiencia negocio distribución y reduccion margen por diferencial en precio de compra de enegía aplicado en la tarifa a los clientes y el precio medio de compra, así como mayores costos asumidos de conexión pagados al transportista. Por otra parte, los activos se incrementan en un 4.62% representado básicamente en el disponible por consignación FOES y fondos PRONE.

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Rentabilidad Sobre Patrimonio (%)	12,11%	11,48%	7,98%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora presentando una disminución de 3.5 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que la disminución de la rentabilidad sobre activos de la compañía en relación al año anterior, obedece a que al aumento de los gastos financieros (10.27%) acompañado de una disminución del EBITDA (22.81%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2009 respecto al año 2008.	El deterioro de éste indicador se debe a la disminución en un 22.81% del EBITDA, explicado en indicador anterior, mientras que el patrimonio presenta una disminución de 2.47% reflejado principalmente por la disminución del resultado de período en 2.63%.
Rotación Activos Fijos (Veces)	0,83	0,87	0,92	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador mejora presentando un incremento de 0.05 veces con respecto al año 2010. Observamos que el aumento de la rotación de activos fijos de la empresa con relación al año anterior, obedece a que el crecimiento de los ingresos operacionales (10.14%) supera el aumento de los activos fijos (3.42%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente.	La mejora de éste indicador obedece al incremento en los ingresos operacionales (10.14%) originado por aumentos en demanda y tarifa de energía, que superan el incremento de los activos fijos en 3.62 %.
Capital de trabajo Sobre Activos	11,72%	16,53%	15,91%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora presentando una disminución de 0.62 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que la disminución del porcentaje de capital de trabajo sobre activos con relación al año anterior, obedece a que el incremento del activo total (4.62%) es superior al aumento del capital de trabajo (0.72%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2010 respecto al año 2009.	La desmejora de éste indicador obedece a que el incremento en el capital de trabajo del 0.7% (debido a que el aumento del pasivo corriente es mayor al aumento del activo corriente), es inferior al incremento del total de los activos (4.62%).

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Servicio de Deuda Sobre Patrimonio	16,73%	18,44%	15,69%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador mejora presentando una disminución de 0.62 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que la disminución del servicio de deuda sobre patrimonio con relación al año anterior, se debe a que a la disminución del patrimonio de la empresa (2.47%) y una disminución en el servicio de la deuda (16.99%). El servicio de deuda de Electricaribe pasa de \$386.258 millones para el año 2010 a \$320.635 millones para el año 2011. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2011 respecto al año 2010.	El resultado de éste indicador mejora éste año debido a la disminución del servicio de la deuda en un 16.99% (producto del menor valor de las obligaciones financieras a corto plazo del año 2010) , supera la disminución del patrimonio en un 2.47% con relación al año anterior.
Flujo de Caja sobre Servicio de Deuda	83,70%	-4,52%	44,25%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador presenta una mejora significativa de 44.77 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que el aumento del flujo de caja sobre servicio de deuda de la empresa con respecto al año anterior, obedece al aumento significativa del flujo de caja de (912.18%) y la disminución de los servicios de deuda (16.99%). El flujo de caja de la empresa aumento pasando de -\$17.469 millones en 2010 a \$141.885 millones en el año 2011. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente excepto por los resultados del 2010 respecto al año 2009.	La mejora del indicador obedece a la disminución del servicio de la deuda en 16.99% por las razones antes explicadas y por el aumento significativo en el flujo de caja en 912.18% debido a la disminución entre el capital de trabajo del presente año y el capital de trabajo de año anterior .
Flujo de Caja Sobre Activos	7,15%	-0,41%	3,22%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador mejora presentando un aumento de 3.63 puntos con respecto al año 2010. Observamos que el aumento del flujo de caja sobre activos con relación al año anterior, obedece al aumento del flujo de caja (912.18%) es superior al aumento del del activo total (4.62%). Con respecto al comportamiento del indicador de los	La mejora presentada en éste indicador se debe al incremento del flujo de caja en un 912.18% por las razones antes mencionadas superando el incremento de los activos de 4.62% en comparación con el año anterior

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
				últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente excepto por los resultados del 2010 respecto al año 2009.	
Ciclo Operacional	190,44	175,69	185,55	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora presentando un aumento de 9.87 días con respecto al año 2010. Observamos que el aumento del indicador de ciclo operacional en relación al año anterior, se debe al aumento del indicador "Rotación de cuentas por cobrar" y el incremento del indicador de "Rotación de cuentas por pagar", nuestro concepto como auditor externo de gestión y resultados sobre estas variaciones se mencionan en el formato 4.1 en los indicadores respectivos. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2011 respecto al año 2010.	El deterioro de éste indicador obedece al incremento de la rotación de cuentas por cobrar en un 6% y el incremento en la rotación de cuentas por pagar en un 8% con relación al año anterior por las razones explicadas en los indicadores de rotación de Cuentas por cobrar y cuentas por pagar respectivamente.
Patrimonio Sobre Activos	50,99%	49,72%	46,36%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora presentando una disminución de 3.37 puntos porcentuales con respecto al año 2010. A pesar de la disminución del porcentaje de patrimonio sobre activos con el año anterior, el patrimonio de la compañía disminuyó (2.47%) y se incrementaron los activos totales (4.62%). Por motivo de la fusión en el año 2007 de Electricaribe y Electrocosta, los resultados de los indicadores sólo son comparables desde 2008. Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia decreciente excepto por los resultados del 2011 respecto al año 2010.	El deterioro de éste indicador se debe a la disminución del patrimonio en un 2.47% y al incremento del total de los activos en un 4.62% representado básicamente en el disponible por recursos obtenidos por convenios de cofinanciación y en las inversiones negociables correspondiente a los contactos de fiducias

INDICADOR	Año - 2	Año - 1	Año informe	CONCEPTO_AEGR	CONCEPTO_ESP
Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	49,57%	41,01%	43,12%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador desmejora presentando un aumento de 2.12 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que el aumento del porcentaje de activo corriente sobre activo total en relación al año anterior, obedece al incremento del pasivo total (11.62%) acompañado del aumento del pasivo corriente (17.39%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente excepto por los resultados del 2010 respecto al año 2009.	El deterioro de éste indicador está dado principalmente porque el incremento en el pasivo corriente en un 21.58% (reflejado basicamente en incremento de las obligaciones financieras, proveedores e impuestos gravámenes y tasas a corto plazo), es superior al incremento del 11.62% del total de los pasivos.
Activo Corriente Sobre Activo Total	19,77%	22,46%	23,41%	A 31 de diciembre de 2011, el resultado del indicador mejora presentando un aumento de 0.94 puntos porcentuales con respecto al año 2010. Observamos que el incremento del porcentaje de activo corriente sobre activo total de la compañía en relación al año anterior, obedece a que el crecimiento de los activos corrientes de la empresa (9.01%) es superior al incremento del activo total (4.62%). Con respecto al comportamiento del indicador de los últimos 4 años, encontramos una tendencia creciente mejorando el indicador cada año.	La mejora de éste indicador obedece a que el incremento del activo corriente (9.07%) supera al incremento del activo total (4.62%). La variación de los activos se explica en indicadores anteriores.

4.3. Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa

CONCEPTO GENERAL DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS CONCEPTO DEL AUDITOR

Las siguientes excepciones son el resultado de la aplicación de los procedimientos de auditoría y de lo requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos, Delegada para Energía y Gas, y que están relacionadas con el cumplimiento de los indicadores: 1. La Rotación de Cuentas por Cobrar es superior al referente en 182 días 2. La Rotación de cuentas por pagar es superior al referente en 27 días. 3. La razón corriente es inferior al referente en 0.52 veces. 4. El margen operacional de la compañía es inferior al referente en 11.52 puntos porcentuales. 5. El indicador cubrimiento de gastos financieros es inferior al referente en 2.83 veces. 6. El indicador Atención Reclamos Servicio es superior al referente en 1.94 unidades 7. El indicador Suscriptores sin medición es superior 5.6 unidades al

referente. 8. El indicador Atención solicitudes conexión es superior al referente 0.08 unidades. 9. El indicador suscriptores sin medicion es superior 5.24 que le referente. 10. El indicador atencion reclamos servicio se encuentra 2.18 unidades por encima del referente. Excepto por los asuntos mencionados en los puntos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 observamos el cumplimiento de los indicadores frente al referente.

CONCEPTO GENERAL NIVEL DE RIESGO

Con base en los resultados de los indicadores adicionales y en la calificación de nivel de riesgo, la Compañía está expuesta a niveles de riesgo financiero medio bajo.

5. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Compañía en sus áreas de Mantenimiento en redes y equipos, Inversión, Interrupciones y duración de las mismas, Calidad de la Potencia y Pago de compensaciones, excepto por lo revelado en los numerales 2.1 al 2.2, no encontramos evidencia que nos indique que se presentaron otros cambios significativos que impacten la calidad y la continuidad en la prestación del servicio.

Con el fin de identificar los circuitos y líneas que puedan estar impactando los indicadores de calidad del servicio, e identificar sus posibles causas, analizaremos los indicadores de calidad de los circuitos y líneas del periodo entre el 2008 al primer trimestre de 2011 descargados de la página del SUI. Del universo de circuitos y líneas analizaremos aquellos que presentaron incumplimiento de los indicadores DES, y aquellos que presentaron Incumplimiento de los indicadores FES en por lo menos dos trimestres de cada año. Para cada uno de estos circuitos y líneas, revisaremos si poseen inversiones, si se ejecutaron mantenimientos y si poseen cargabilidad máxima por encima del 90%. Para este último caso, se verificará la duración en horas de la cargabilidad máxima.

Adicionalmente, en tablas independientes se identificarán los circuitos/líneas que no poseen inversiones, y en otra los circuitos/líneas a los cuales no se les desarrollaron actividades de mantenimiento desde el periodo 2008 al primer semestre de 2011.

Posteriormente, cruzaremos los circuitos/líneas que incumplieron indicadores DES, con los que no presentaron inversiones y a los que no se les desarrolló mantenimiento desde el 2008 al primer trimestre de 2011. También cruzaremos los circuitos/líneas que incumplieron indicadores FES, con los que no presentaron inversiones y a los que no se les desarrolló mantenimiento. Lo anterior, con el fin de identificar si los problemas de calidad de los circuitos y líneas pueden estar relacionados con la falta de mantenimiento o inversiones.

Circuitos/Líneas que no cumplen con DES

Del cuadro de indicadores de calidad (Cumple o No Cumple) descargados del SUI por trimestres desde el 2008 al primer trimestre de 2011, seleccionamos los circuitos/líneas que no cumplen con DES por lo menos dos trimestre de cada año. De la combinación de criterios anteriores, obtuvimos 93 circuitos/líneas que no cumplieron DES:

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	Demanda (kwh/mes)	Criterio Incumplimiento DES 2008	Criterio Incumplimiento DES 2009	Criterio Incumplimiento DES 2010	Criterio Incumplimiento DES 2011
10676805	ATLANTICO NORTE	LA PAZ (ATLANTICO)	5365353	SI	SI	SI	SI
10698203		BELLAVISTA (ATLANTICO)	2092332	SI	SI	SI	SI
10698213		AUXILIAR 1	3447784	SI	SI	SI	SI
10777102		PUMAREJO	2392353	SI	SI	SI	SI
10837308		SAN FELIPE (ATLANTICO)	3911360	SI	SI	SI	SI
10857801		ACUEDUCTO (ATLANTICO)	1806810	SI	SI	SI	SI
10857804		BOSQUE	1515447	SI	SI	SI	SI

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	Demanda (kwh/mes)	Criterio Incumplimiento DES 2008	Criterio Incumplimiento DES 2009	Criterio Incumplimiento DES 2010	Criterio Incumplimiento DES 2011	
10857805		BOYACA SUR	1964908	SI	SI	SI	SI	
10857808		SIMON BOLIVAR	1655111	SI	SI	SI	SI	
10867405		LAS MORAS	5394161	SI	SI	SI	SI	
10867410		TERRANOVA	8537746	SI	SI	SI	SI	
10908705		LN 501(TRIPLE X PIZANO)	584911	SI	SI	SI	SI	
10908706		LN 502(SAINT GOBAIN)	1041918	SI	SI	SI	SI	
10908891		LN-505	0	SI	SI	SI	SI	
10908892		LN-506	0	SI	SI	SI	SI	
10908920		LN-530	0	SI	SI	SI	SI	
10908925		LN-534	0	SI	SI	SI	SI	
10908926		LN-535	0	SI	SI	SI	SI	
10909083		JUAN MINA	4941221	SI	SI	SI	SI	
10658001		ATLANTICO SUR	LURUACO	4090726	SI	SI	SI	SI
10658002			ROTINET	1293052	SI	SI	SI	SI
10746802	SACO		884354	SI	SI	SI	SI	
10746803	VERONICA		863731	SI	SI	SI	SI	
10837102	SG-02		1280183	SI	SI	SI	SI	
10667905	BOLIVAR NORTE	BOSQUE 5	1660733	SI	SI	SI	SI	
10668901		BAYUNCA 1	3398274	SI	SI	SI	SI	
10668902		BAYUNCA 2	1722223	SI	SI	SI	SI	
10668903		BAYUNCA 3	2274901	SI	SI	SI	SI	
10678501		CHAMBACU 1	1813993	SI	SI	SI	SI	
10678502		CHAMBACU 2	4599193	SI	SI	SI	SI	
10667705	BOLIVAR SUR	SUR DE BOLIVAR	576392	SI	SI	SI	SI	
10717802		MONTECRISTO (BOLIVAR)	829496	SI	SI	SI	SI	
10908964		SANTA ISABEL (MAGANGUE)	2366821	SI	SI	SI	SI	
10909173		EL REGIDOR	166213	SI	SI	SI	SI	
10748505	CESAR	VALLEDUPAR 5	2077089	SI	SI	SI	SI	
10836903		SALGUERO 3	2927768	SI	SI	SI	SI	
10906703		LA JAGUA 2	570211	SI	SI	SI	SI	
10908736		LINEA 559	470648	SI	SI	SI	SI	

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	Demanda (kwh/mes)	Criterio Incumplimiento DES 2008	Criterio Incumplimiento DES 2009	Criterio Incumplimiento DES 2010	Criterio Incumplimiento DES 2011
10908934		TRES ESQUINAS (MAGDALENA)	86396	SI	SI	SI	SI
10908936		ARIGUANI	130882	SI	SI	SI	SI
10908952		EL PARAISO	6823	SI	SI	SI	SI
10676601		COLOMBOY	167214	SI	SI	SI	SI
10676902		CERETE 2	1234018	SI	SI	SI	SI
10677401		BERASTEGUI	540061	SI	SI	SI	SI
10677403		CENTRO(CIENAGA DE ORO)	1896408	SI	SI	SI	SI
10678002		CHINU PLANTA 2	2239727	SI	SI	SI	SI
10698603		EL VIAJANO	491590	SI	SI	SI	SI
10758401		COTORRA	1566408	SI	SI	SI	SI
10767701		LAS PALOMAS	199745	SI	SI	SI	SI
10768901		LA YE	370271	SI	SI	SI	SI
10768902		TRES ESQUINAS (CORDOBA)	441139	SI	SI	SI	SI
10778401		MONTERIA 1	3992000	SI	SI	SI	SI
10778404		MONTERIA 4	3258537	SI	SI	SI	SI
10778901	CORDOBA NORTE	MARACAYO	123839	SI	SI	SI	SI
10806803		PRADERA 3	2612789	SI	SI	SI	SI
10836602		MONITOS	1504406	SI	SI	SI	SI
10836603		JOSE MANUEL	587105	SI	SI	SI	SI
10837201		SAHAGUN 1	1971911	SI	SI	SI	SI
10838301		EL SENA	146660	SI	SI	SI	SI
10838302		HOYO OSCURO	476202	SI	SI	SI	SI
10838303		SANTA ISABEL (CORDOBA)	43246	SI	SI	SI	SI
10908726		LINEA 568	1980876	SI	SI	SI	SI
10908757		ACUEDUCTO (CORDOBA)	7451	SI	SI	SI	SI
10908787		PRADERA 6	1084302	SI	SI	SI	SI
10908790		PRADERA 4	2572377	SI	SI	SI	SI
10908791		PRADERA 2	1787250	SI	SI	SI	SI
10908897		LN-551	1157	SI	SI	SI	SI
10908910		LN-576	57371	SI	SI	SI	SI
10717803	CORDOBA	ACHI -	119417	SI	SI	SI	SI

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	Demanda (kwh/mes)	Criterio Incumplimiento DES 2008	Criterio Incumplimiento DES 2009	Criterio Incumplimiento DES 2010	Criterio Incumplimiento DES 2011	
	SUR	BOLIVAR						
10777604		MONTELIBANO 4	1341400	SI	SI	SI	SI	
10838503		QUITA SUENO	318554	SI	SI	SI	SI	
10909027		EL VARAL	153483	SI	SI	SI	SI	
10668201	GUAJIRA	BARRANCA S 1	740371	SI	SI	SI	SI	
10668202		BARRANCA S 2	579103	SI	SI	SI	SI	
10776701		MAICAO 1	2123882	SI	SI	SI	SI	
10776704		MAICAO 4	2283975	SI	SI	SI	SI	
10818501		CUESTECITAS 2	1846890	SI	SI	SI	SI	
10827201		RIOHACHA 1	892940	SI	SI	SI	SI	
10827202		RIOHACHA 2	2354554	SI	SI	SI	SI	
10827203		RIOHACHA 3	2634584	SI	SI	SI	SI	
10827204		RIOHACHA 4	1060977	SI	SI	SI	SI	
10827205		RIOHACHA 5	1612061	SI	SI	SI	SI	
10908888		LN-567	0	SI	SI	SI	SI	
10908893		LN-527	0	SI	SI	SI	SI	
10677301		MAGDALENA	CIENAGA CENTRO NUEVO	5379347	SI	SI	SI	SI
10677303			CIENAGA SUR NUEVO	3183650	SI	SI	SI	SI
10779005	SANTA RITA		2518207	SI	SI	SI	SI	
10909001	MOLINO (CHIMILA)		108752	SI	SI	SI	SI	
10837004	SUCRE	SF3050	454657	SI	SI	SI	SI	
10847901		COVENAS (SUCRE)	5817558	SI	SI	SI	SI	
10908854		LN-543	0	SI	SI	SI	SI	
10908858		LN-510	0	SI	SI	SI	SI	
10908962		LN-572	2713007	SI	SI	SI	SI	

Fuente: Información descargada del SUI por trimestre 2008 al primer trimestre 2011.

Causas de incumplimiento de Indicadores DES en Circuitos/Líneas

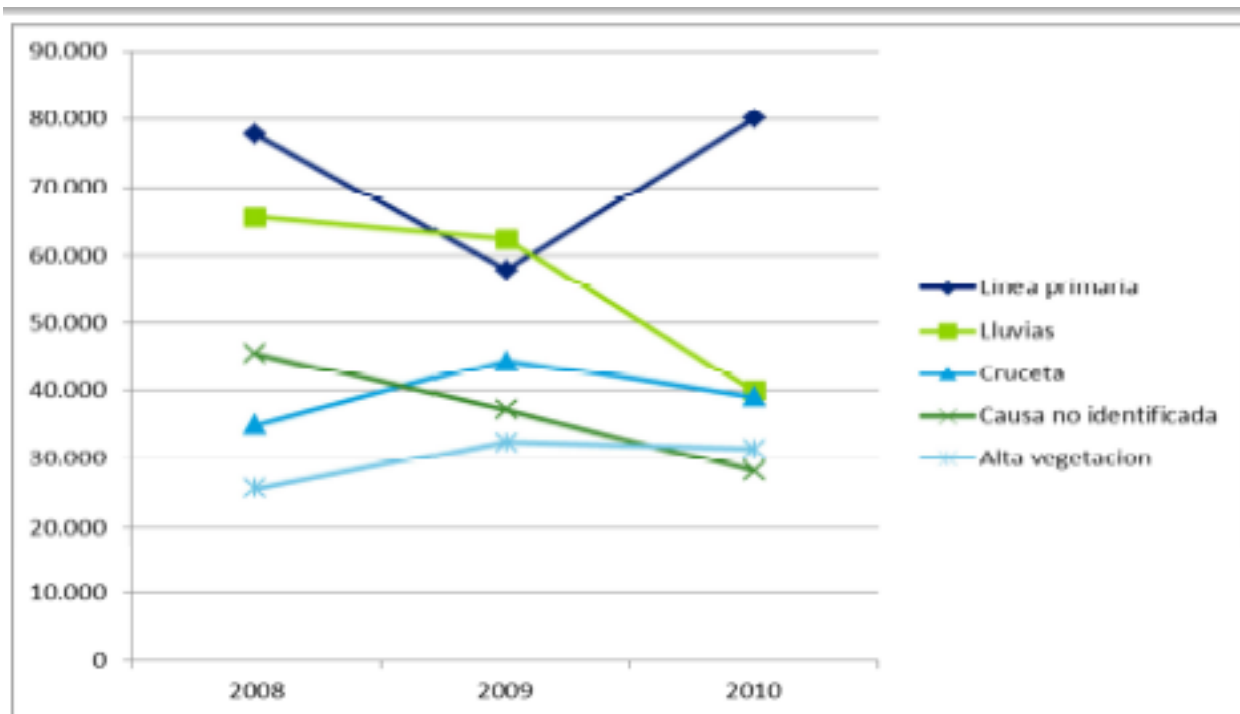
Para estos 93 circuitos/líneas que no cumplen con DES, por lo menos para dos trimestres decada año se obtuvo que las principales causas no programadas en minutos son:

Causas (Minutos) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Línea primaria	77.768	57.920	80.083	26.560	242.331
Lluvias	65.530	62.385	39.940	16.645	184.500
Cruceta	35.077	44.445	39.064	14.396	132.982
Causa no identificada	45.510	37.231	28.215	17.074	128.030
Alta vegetación	25.578	32.491	31.500	12.999	102.568
Puente primario	34.713	25.183	24.785	15.858	100.539
Aislador	23.982	24.551	13.015	3.009	64.557
Cable de guarda	15.761	3.425	19.698	1.922	40.806
Descargas atmosféricas	11.632	18.124	9.467	1.405	40.628
Transformador	12.251	8.285	10.156	2.950	33.642
Apoyo	4.531	8.021	8.926	1.973	23.451
Cortacircuito	5.548	5.547	8.196	2.260	21.551
Interruptor	5.642	4.390	6.637	3.894	20.563
Objetos en línea	8.263	5.427	1.722	2.571	17.983
CABLE DE POTENCIA SMT	2.838	3.417	10.415	247	16.917
Contaminación	4.904	3.665	4.512	986	14.067
Aisladores	1.976	4.325	4.400	1.559	12.260
Elementos de corte	6.166	3.408	2.031	209	11.814
Cable subterráneo	1.143	1.139	8.250	881	11.413
Conductor	6.662	2.846	1.454	83	11.045
Pararrayos	3.209	1.547	4.382	452	9.590
Bajante primario	3.960	734	2.795	320	7.809
AVISO DE PELIGRO		3.102	2.761	1.756	7.619
Línea secundaria	979	3.041	2.253	385	6.658
Apoyo derribado por vehículo	3.854	1.114	1.066	336	6.370
Falla protección	1.011	1.799	1.948	1.179	5.937
Barraje	1.778	2.967		880	5.625
Herrajes	234	750	3.344	426	4.754
T.C.	489	2.234	896	720	4.339
Falla acometida clientes	1.379	2.163	46		3.588
Bajantes primarios	1.409	1.587	453	68	3.517
RTU	1.565	1.722	86	6	3.379
Retenida	1.368	636	589	622	3.215
Línea reventada	744	2.093			2.837
Lavado de aisladores	368	1.272	640	354	2.634
ANIMALES AEREOS		5	2.080	487	2.572
Seccionadores	823	1.077	503	49	2.452
Sobrecarga	259	1.091	367	300	2.017
ANIMALES TERRESTRES		649	633	480	1.762
Animales	932	498			1.430
T.P.		1.121	270	28	1.419
Objeto en línea	492	584	86		1.162
Servicios auxiliares	662		174	6	842
Interruptor de trafo	508	176	3		687
Interruptor llegada MT	375	276			651
Coordinación	2	96	117	358	573
Elementos de medida	239	204			443
Continuidad Concertada	415				415

Causas (Minutos) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
SCADA - SCOP NO REPORTA			52	325	377
Interruptor de Línea AT	363				363
Falla apoyo	17	327			344
Bajante secundario averiado		2	68	223	293
Caja de abonados	31	175	76		282
DESCONOCIDA	34	6	182	46	268
INTERRUPTOR			246	13	259
Acometida aérea reventada		29	185		214
Error de operación	165			44	209
Deslastre por Capacidad de Transformación	17	188			205
Líneas caídas por vehículo		48	136		184
Regulador de voltaje		6	154		160
Líneas en corto por vehículo	21		77	50	148
Alimentador de MT (NP)				125	125
Objetos en alimentador		102		16	118
Líneas en corto	61	26	6		93
Objetos en líneas secundarias	81				81
AF - SECTOR NORMAL		78			78
Particulares	74				74
Subestaciones	60				60
Deslastre por capacidad de transporte	58				58
Acometida	48	7			55
Falla subestación clientes	49				49
Neutro reventado			20		20
Estructura				10	10
Interruptor Barraje	8				8
Acometida conexión floja		5			5
Solicitudes mantenimiento				4	4
Total	423.616	389.762	379.160	137.549	1.330.087

Fuente: Elaborado por AEGR con base a la información suministrada por el área de Calidad de Suministro.

En cuanto a las causas no programadas de los circuitos que incumplieron DES en por lo menos 2 trimestres de cada periodo, observamos que las causas que presentan mayor duración son: líneas primarias (18,2%), lluvias (13,9%), cruceta (10%), causa no identificada (9.6%), alta vegetación (7,7%) y otros (40,6%). Las cinco primeras causas han mejorado significativamente en el periodo 2.009 – 2.010, como se puede observar en la gráfica, excepción de la causa de “líneas primarias” que mejoró en el 2009 pero desmejoró en el 2010:



Para estas causas no programadas se presentaron las siguientes frecuencias:

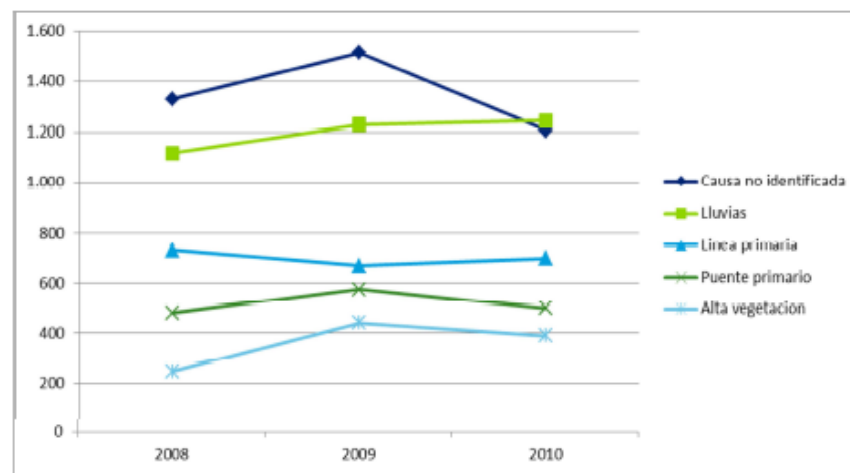
Causas (Veces) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Causa no identificada	1.329	1.513	1.208	733	4.783
Lluvias	1.120	1.229	1.244	512	4.105
Línea primaria	730	670	698	322	2.420
Puente primario	481	575	498	253	1.807
Alta vegetación	247	442	391	223	1.303
Cruceta	232	387	282	153	1.054
Descargas atmosféricas	251	447	275	46	1.019
Cortacircuito	175	254	226	117	772
Contaminación	200	233	183	84	700
Atslador	173	247	129	54	603
Transformador	146	110	101	66	423
Interruptor	88	75	73	37	273
Elementos de corte	68	102	65	4	239
Cable de guarda	75	45	74	21	215
Objetos en línea	82	75	22	20	199
Pararrayos	74	38	68	14	194
Falla protección	30	35	83	26	174
Apoyo	42	49	45	26	162
Bajante primario	44	21	70	15	150
AVISO DE PELIGRO		51	44	27	122
Sobrecarga	10	35	30	18	93
Atsladores	18	20	23	21	82
Conductor	43	14	22	1	80

Causas (Veces) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Cable subterráneo	16	16	8	31	71
Línea secundaria	8	33	22	6	69
CABLE DE POTENCIA SMT	18	18	22	1	59
ANIMALES AEREOS		2	32	17	51
Apoyo derribado por vehículo	21	16	12	2	51
T.C.	6	19	15	11	51
Lavado de aisladores	7	22	11	10	50
Bajantes primarios	8	23	16	3	50
ANIMALES TERRESTRES		17	21	8	46
Falla acometida clientes	16	23	2		41
Herrajes	3	3	31	2	39
RTU	15	15	4	2	36
Coordinación	1	6	14	14	35
Seccionadores	11	16	5	1	33
Barraje	5	21		3	29
Objeto en línea	8	14	4		26
Retenida	7	8	5	2	22
T.P.		14	5	1	20
DESCONOCIDA	1	1	10	2	14
Error de operación	9			4	13
Líneas en corto	8	3	1		12
Animales	2	10			12
Línea reventada	5	6			11
Servicios auxiliares	5		3	2	10
Interruptor llegada MT	4	5			9
Elementos de medida	5	3			8
Interruptor de trafo	6	1	1		8
Bajante secundario avertado		1	5	2	8
Caja de abonados	1	2	4		7
Regulador de voltaje		1	6		7
Deslastre por Capacidad de Transformación	1	5			6
Líneas en corto por vehículo	1		2	2	5
Particulares	5				5
Interruptor de Línea AT	5				5
Objetos en alimentador		2		2	4
Falla apoyo	1	3			4
Subestaciones	3				3
Líneas caídas por vehículo		1	2		3
Deslastre por capacidad de transporte	3				3
Acometida aérea reventada		1	1		2
Objetos en líneas secundarias	2				2
Acometida	1	1			2
SCADA - SCOP NO REPORTA			1	1	2
INTERRUPTOR			1	1	2
Solicitudes mantenimiento				2	2
Falla subestación clientes	1				1
Acometida conexión floja		1			1
AF - SECTOR NORMAL		1			1

Causas (Veces) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Alimentador de MT (NP)				1	1
Estructura				1	1
Interruptor Barraje	1				1
Continuidad Concertada	1				1
Neutro reventado			1		1
Grand Total	5.879	7.001	6.121	2.927	21.928

Fuente: Elaborado por AEGR con base a la información suministrada por el área de Calidad de Suministro.

En cuanto a las causas no programadas de los circuitos que incumplieron DES, los que presentan mayor frecuencia son: causa no identificada (21,8%), lluvias (18,7%), líneas primaria (11%), puente primario (8.2%) y alta vegetación (5.9%), las cuales han mejorado significativamente tal y como se puede observar en la siguiente gráfica, excepto por la causa de lluvias que se ha incrementado en 2009 y 2010:



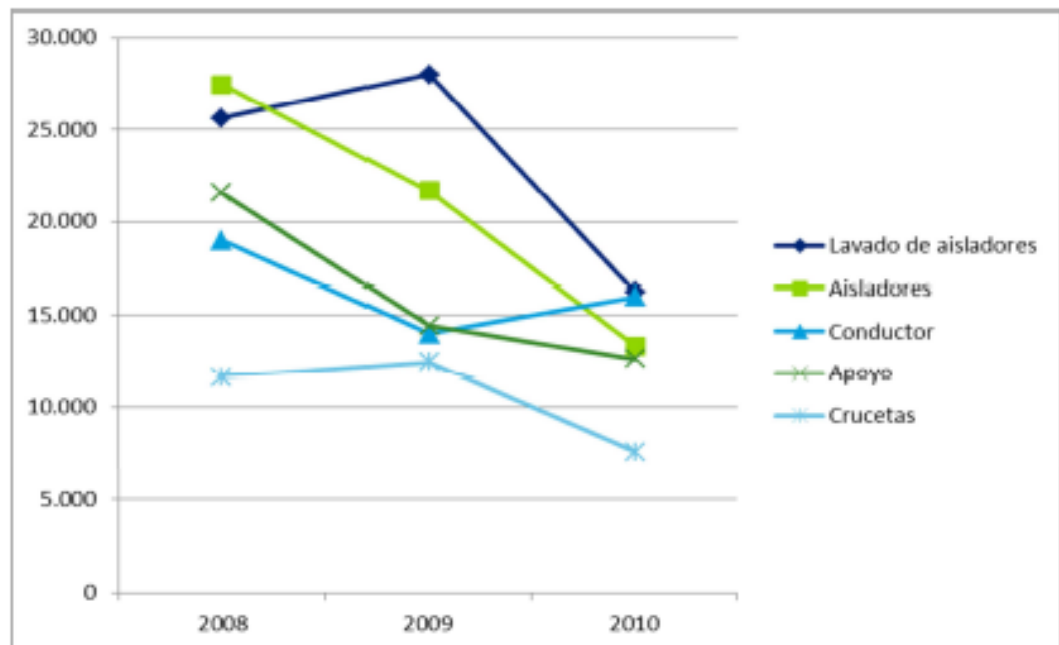
Fuente: Electricaribe S.A. ESP

Las causas **programadas** para los 93 circuitos/líneas que no cumplen con DES por lo menos en dos trimestres son:

Causas (Minutos) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Lavado de aisladores	25.625	27.992	16.190	17.823	87.630
Aisladores	27.459	21.667	13.321	5.872	68.319
Conductor	18.971	13.983	15.950	12.707	61.611
Apoyo	21.528	14.417	12.629	3.408	51.982
Crucetas	11.618	12.434	7.560	7.044	38.656

Causas (Minutos) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Transformador	6.873	20.872	6.564	3.612	37.921
Ramajeo	10.603	6.691	8.742	3.584	29.620
Interruptor	12.501	6.945	5.837	3.806	29.089
TC/TP	17.827	6.844	737	1.241	26.649
Barrajes	6.513	8.007	3.033	435	17.988
Facilitar trabajos	12.195	1.794	70	2.333	16.392
Instalación nueva	6.164	5.670	3.414		15.248
Herrajes	9.675	2.496	2.319		14.490
Cambio / Instalación nueva		3.660	4.736		8.396
Estructura	6.351	688	1.206		8.245
Seccionadores		5.220	1.458		6.678
Elementos de corte	1.044	2.577	564		4.185
SOLICITUD NUEVAS INSTALACIONES	3.884		52		3.936
LIMITACION DE SUMINISTRO	3.625				3.625
Transferencia de carga	1.374	1.249	897	12	3.532
Pararrayos	2.992	39			3.031
TP	431	2.016			2.447
T.C.		1.338		999	2.337
TC	230	290	660	864	2.044
SECCIONADOR		1.502			1.502
RED TRENADA	1.019	2		305	1.326
RTU			1.300		1.300
SOLICITUDES MATENIMIENTO	1.199				1.199
Coordinación y pruebas	470	286	5	81	842
RECONNECTADOR		537	289		826
Pruebas SCADA		445	366		811
Caja de abonados			724		724
Solicitudes Nuevas Instalaciones	374	241		59	674
LAVADO		487	17	89	593
Retirar objetos	523				523
CABLE DE POTENCIA SMT (P)			158	342	500
Balanceo de carga	8	3	367		378
Bajantes primarios		20	98	27	145
ENCAPSULADAS				102	102
OTRO OR			93		93
SOLICITUDES MTTO CLIENTES	7	24			31
Cables subterráneos			20	5	25
Pruebas dieléctricas/eléctricas				8	8
Cable de guarda	4				4
RED ABIERTA	2				2
Grand Total	211.089	170.436	109.376	64.758	555.659

En cuanto a las causas programadas de los circuitos que incumplieron DES por lo menos en dos trimestres de cada periodo, las causas que presentan mayor duración son: líneas lavado de aisladores (15,8%), aisladores (12,3%), conductor (11,1%), apoyo (9,4%) y cruceta (7%), las cuales han mejorado significativamente, excepto por la causa de “conductores” que se desmejoró en el 2010, tal como se puede observar en la siguiente gráfica:



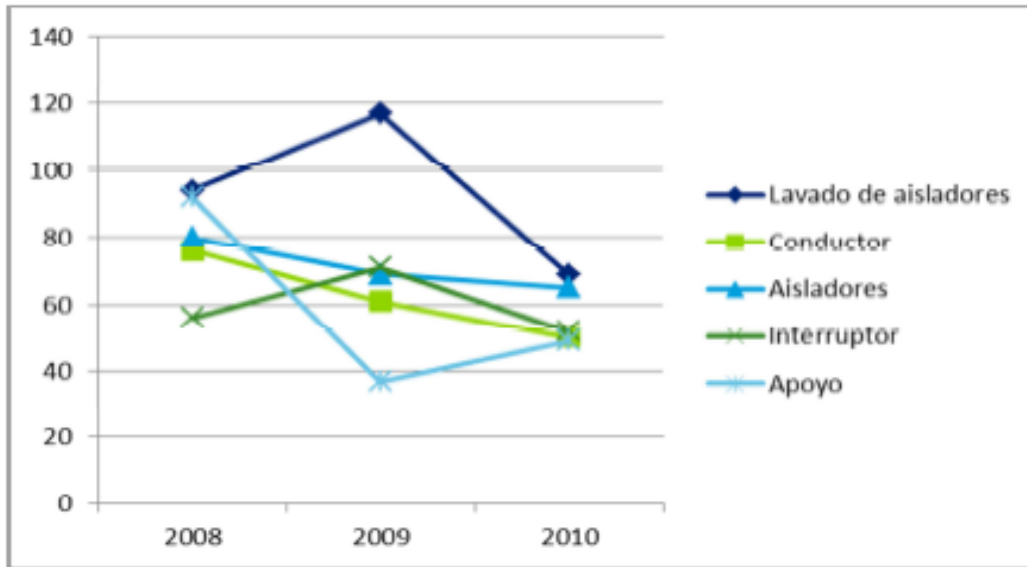
Para estas causas programadas se presentaron las siguientes frecuencias:

Causas (Veces) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Lavado de aisladores	94	117	69	73	353
Conductor	76	61	50	59	246
Aisladores	80	69	65	14	228
Interruptor	56	71	52	25	204
Apoyo	92	37	49	25	203
Transformador	49	73	24	18	164
Crucetas	37	56	47	22	162
Ramajeo	43	53	32	17	145
Facilitar trabajos	63	7	3	16	89
Instalación nueva	19	31	31		81
Barrajes	20	28	10	4	62
TC/IP	40	16	2	3	61
Transferencia de carga	17	28	15	1	61
Herrajes	15	11	12		38
Coordinación y pruebas	13	10	1	4	28
Estructura	18	7	3		28
RTU			21		21
Seccionadores		16	4		20
TC	2	1	12	5	20
Cambio / Instalación nueva		9	9		18
Elementos de corte	6	8	2		16
Pararrayos	15	1			16

Causas (Veces) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
LAVADO		8	2	4	14
Pruebas SCADA		6	5		11
SOLICITUD NUEVAS INSTALACIONES	8		3		11
LIMITACION DE SUMINISTRO	11				11
TP	2	8			10
Solicitudes Nuevas Instalaciones	4	4		1	9
SECCIONADOR		8			8
Caja de abonados			8		8
T.C.		4		2	6
Balanceo de carga	3	1	1		5
Bajantes primarios		1	1	3	5
RECONECTADOR		3	1		4
RED TRENADA	2	1		1	4
SOLICITUDES MATENIMIENTO	4				4
ENCAPSULADAS				2	2
Pruebas dieléctricas/eléctricas				2	2
CABLE DE POTENCIA SMT (P)			1	1	2
SOLICITUDES MTTO CLIENTES	1	1			2
Cables subterráneos			1	1	2
Retirar objetos	1				1
RED ABIERTA	1				1
OTRO OR			1		1
Cable de guarda	1				1
Grand Total	793	755	537	303	2.388

Fuente: Elaborado por AEGR con base a la información suministrada por el área de Calidad de Suministro.

En cuanto a las causas programadas de los circuitos que incumplieron DES en por lo menos dos trimestres de cada periodo, las causas que presentan mayor frecuencia son; Lavado de aisladores (15%), conductor (10%), Aisladores (10%), Interruptor (9%) y apoyo (9%), las cuales han mejorado significativamente como se puede observar en la gráfica, a excepción de la causa de “Apoyo” que se desmejoró en el 2010, tal como se observa en la siguiente gráfica:



Tomando en cuenta las causas de las interrupciones y duración de las mismas reportadas en los formatos B1, las causas totales del incumplimiento de los indicadores DES son:

Año	Des		Total (Minutos)
	Des Programado B1 (Minutos)	No Programado B1 (Minutos)	
2008	212,207	423,745	639,952
2009	170,436	390,223	560,659
2010	139,433	376,356	515,789
Primer semestre 2011	64,758	137,549	202,307
Total	586,834	1,327,873	1,914,707
Porcentaje	31%	69%	100%

Del anterior cuadro, se evidencia que las mayores causas de incumplimiento del indicador DES de los circuitos del cuadro anterior son por eventos No Programados. Los circuitos que presentaron mayor DES de 2008 al primer semestre de 2011, son: Luruaco, Sur de Bolívar, Colomboy, Berastegui, Montecristo (Bolívar), Achi – Bolívar, Saco, Verónica, Cotorra, Las Palomas, la Ye, Tres Esquinas, Acueducto, El Regidor, Bayunca 2. Al comparar el cuadro resumen del DES No programado por año con el cuadro detallado de causas no programadas por año, observamos que se presentan diferencias en los totales de cada uno de los años. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, esto obedece a que la información del primer cuadro fue tomada de los reportes al SUI realizados en cada uno de los periodos y la información del cuadro detallado es tomada directamente de la base de datos de la compañía, por lo tanto, en la base de datos en ocasiones las incidencias son anuladas o agrupadas, además esta fue entregada sin tener en cuanto los circuitos que no tienen clientes, no están operando, son de alimentador Radial y que se encuentra abierto, por tanto al ser fuentes diferentes se presentan dichas diferencias.

Mantenimiento en circuitos/líneas que incumplen DES

Código	Nombre	Sector	Demanda (kwh/mes)	Monto MT-BT 2010				Monto MT-BT 2011 Primer semestre			
				Lavado	Poda	Termografía	Recorrido circuitos	Poda	Balance	Recorrido	
10676805	LA PAZ (ATLANTICO)	ATLANTIC O NORTE	5365353	SI	SI	SI	NO	SI	NO	SI	
10698203	BELLAVISTA (ATLANTICO)		2092332	SI	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10698213	AUXILIAR 1		3447784	SI	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10777102	PUMAREJO		2392353	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	
10837308	SAN FELIPE (ATLANTICO)		3911360	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10857801	ACUEDUCTO (ATLANTICO)		1806810	SI	SI	SI	NO	SI	NO	NO	
10857804	BOSQUE		1515447	SI	SI	SI	NO	SI	NO	SI	
10857805	BOYACA SUR		1964908	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	
10857808	SIMON BOLIVAR		1655111	SI	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10867405	LAS MORAS		5394161	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10867410	TERRANOVA		8537746	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10908705	LN 501(TRIPLEX PIZANO)		584911	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10908706	LN 502(SAINT GOBAIN)		1041918	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10908891	LN-505		0	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10908892	LN-506		0	SI	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10908920	LN-530		0	SI	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10908925	LN-534		0	SI	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10908926	LN-535		0	SI	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10909083	JUAN MINA		4941221	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
10658001	LURUACO		4090726	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10658002	ROTINET	1293052	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
10746802	SACO	884354	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SI		
10746803	VERONICA	863731	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
10837102	SG-02	1280183	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI		
10667905	BOSQUE 5	1660733	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO		
10668901	BAYUNCA 1	3398274	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI		
10668902	BAYUNCA 2	1722223	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI		
10668903	BAYUNCA 3	2274901	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO		
10678501	CHAMBACU 1	1813993	SI	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
10678502	CHAMBACU 2	4599193	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO		
10667705	SUR DE BOLIVAR	576392	NO	SI	NO	NO	SI	NO	NO		
10717802	MONTECRISTO (BOLIVAR)	829496	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
10908964	SANTA ISABEL (MAGANGUE)	2366821	NO	SI	SI	SI	SI	SI	NO		
10909173	EL REGIDOR	166213	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO		
10748505	VALLEDUPAR 5	2077089	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
10836903	SALGUERO 3	2927768	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI		

Código	Nombre	Sector	Demanda (lwh/mcs)	Matto MT-BT 2010				Matto MT-BT 2011 Primer semestre			
				Lavado	Poda	Termografía	Recorrido circuitos	Poda	Balance	Recorrido	
10906703	LA JAGUA 2		570211	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10908736	LINEA 559		470648	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10908934	TRES ESQUINAS (MAGDALENA)		86396	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	
10908936	ARIGUANI		130882	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10908952	EL PARAISO		6823	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	
10676601	COLOMBOY	CORDOBA NORTE	167214	NO	SI	NO	SI	SI	SI	NO	
10676902	CERETE 2		1234018	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10677401	BERASTEGUI		540061	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10677403	CENTRO(CIENAGA DE ORO)		1896408	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	
10678002	CHINU PLANTA 2		2239727	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10698603	EL VIAJANO		491590	NO	SI	NO	NO	SI	SI	SI	
10758401	COTORRA		1566408	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10767701	LAS PALOMAS		199745	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
10768901	LA YE		370271	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10768902	TRES ESQUINAS (CORDOBA)		441139	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	
10778401	MONTERIA 1		3992000	NO	SI	SI	SI	SI	SI	NO	
10778404	MONTERIA 4		3258537	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10778901	MARACAYO		123839	NO	SI	NO	SI	NO	SI	SI	
10806803	PRADERA 3		2612789	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10836602	MONITOS		1504406	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10836603	JOSE MANUEL		587105	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10837201	SAHAGUN 1		1971911	NO	SI	NO	SI	NO	SI	SI	
10838301	EL SENA		146660	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10838302	HOYO OSCURO		476202	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10838303	SANTA ISABEL (CORDOBA)		43246	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10908726	LINEA 568		1980876	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10908757	ACUEDUCTO (CORDOBA)		7451	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI	
10908787	PRADERA 6		1084302	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10908790	PRADERA 4		2572377	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10908791	PRADERA 2	1787250	NO	SI	SI	NO	SI	NO	SI		
10908897	LN-551	1157	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
10908910	LN-576	57371	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI		
10717803	ACHI - BOLIVAR	CORDOBA SUR	119417	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	
10777604	MONTELIBANO 4		1341400	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
10838503	QUITA SUENO		318554	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10909027	EL VARAL		153483	NO	NO	NO	SI	SI	SI	NO	
10668201	BARRANCAS 1	GUAJIRA	740371	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	
10668202	BARRANCAS 2		579103	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI	
10776701	MAICAO 1		2123882	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI	
10776704	MAICAO 4		2283975	NO	SI	NO	NO	NO	SI	SI	
10818501	CUESTECITAS 2		1846890	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10827201	RIOHACHA 1		892940	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
10827202	RIOHACHA 2		2354554	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
10827203	RIOHACHA 3		2634584	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	

Código	Nombre	Sector	Demanda (kwh/mes)	Mantto MT-BT 2010				Mantto MT-BT 2011 Primer semestre		
				Lavado	Poda	Termografía	Recorrido circuitos	Poda	Balance	Recorrido
10827204	RIOHACHA 4		1060977	NO	SI	SI	SI	NO	NO	SI
10827205	RIOHACHA 5		1612061	NO	SI	SI	SI	NO	NO	NO
10908888	LN-567		0	NO	SI	SI	SI	NO	NO	SI
10908893	LN-527		0	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI
10677301	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALE NA	5379347	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI
10677303	CIENAGA SUR NUEVO		3183650	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO
10779005	SANTA RITA		2518207	NO	SI	SI	SI	NO	NO	SI
10909001	MOLINO (CHIMILA)		108752	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI
10837004	SF3050	SUCRE	454657	NO	NO	NO	SI	SI	SI	NO
10847901	COVENAS (SUCRE)		5817558	NO	NO	SI	SI	SI	NO	NO
10908854	LN-543		0	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI
10908858	LN-510		0	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI
10908962	LN-572		2713007	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

De acuerdo con la revisión de los mantenimientos realizados desde el 2009 al primer semestre de 2011, para los circuitos/líneas de la tabla inicial, observamos:

- **Año 2010:** i) Al 29% de los circuitos de la tabla anterior se les realizó Lavado; ii) al 87% se le realizó Poda; iii) al 32% estudios de termografía; iv) al 69% se les realizó Recorrido. Es de anotar, según información entregado por el responsable que los circuitos que requieren lavado son Barranquilla y Cartagena, por las condiciones climáticas.
- **Primer semestre 2011:** i) al 65% de los circuitos se les realizó Poda, ii) al 32% Balanceo, y iii) 66% Recorrido.
- **Año 2008 Y 2009 mantto líneas:** se hizo mantenimiento a 8 Líneas (LN-501, LN- 502, LN-505, LN-506, LN-576, LN-530, LN-534, LN-535).
- De los 93 circuitos/líneas, seis (6) son de Propiedad de Particulares (Barrancas 1, Barrancas 2, Acueducto, LN-567, LN-572, Molino).
- A los circuitos de Montelibano 4, Montecristo y LN-572 no se observan actividades de mantenimiento desde el 2010 al primer semestre de 2011. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el responsable, no se realizó mantenimiento a la LN- 572 y el circuito Montecristo, debido a que estos son activos de particulares y por este motivo las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos hasta el momento no son de responsabilidad de Electricaribe.

Cargabilidad en circuitos/líneas que incumplen DES

El 24% (22 circuitos) de los circuitos de la tabla anterior (93), poseen cargabilidad máxima durante el periodo de funcionamiento por encima del 90% en el 2011(al mes de julio). De los cuales: i) Dieciocho circuitos de los 22 presentaron cargabilidad máxima por encima del 90% en los años 2009, 2010 y 2011; ii) Tres circuitos de los 22, presentaron cargabilidad máxima por encima del 90% sólo en el 2011; y iii) un circuito presentó cargabilidad máxima por encima del 90% para los años 2010 y 2011.

Código	Nombre	Sector	2009	2010	2011
			% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima
10867405	LAS MORAS	ATLANTICO NORTE	103,10%	106,00%	113,90%
10867410	TERRANOVA		113,50%	119,10%	114,90%
10908920	LN-530		63,00%	79,30%	91,90%
10908925	LN-534		92,70%	92,30%	96,20%
10908926	LN-535		89,00%	87,00%	90,60%
10658001	LURUACO	ATLANTICO SUR	90,40%	94,40%	98,60%
10668901	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	110,50%	103,70%	103,60%
10678502	CHAMBACU 2		94,30%	95,10%	105,90%
10908964	SANTA ISABEL (MAGANGUE)	BOLIVAR SUR	100,40%	100,90%	101,50%
10748505	VALLEDUPAR 5	CESAR	101,50%	108,30%	103,20%
10836903	SALGUERO 3		115,00%	116,90%	115,20%
10678002	CHINU PLANTA 2	CORDOBA NORTE	151,10%	145,60%	148,60%
10778401	MONTERIA 1		124,80%	121,30%	106,90%
10778404	MONTERIA 4		93,70%	98,20%	100,10%
10806803	PRADERA 3		94,00%	98,30%	99,60%
10837201	SAHAGUN 1		92,30%	97,40%	93,60%
10776701	MAICAO 1	GUAJIRA	98,30%	103,90%	106,10%

Código	Nombre	Sector	2009	2010	2011
			% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima
10827203	RIOHACHA 3		87,60%	90,40%	95,70%
10677301	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALENA	129,60%	130,40%	138,30%
10677303	CIENAGA SUR NUEVO		111,40%	125,60%	122,40%
10779005	SANTA RITA		103,90%	100,90%	105,90%
10908854	LN-543	SUCRE	24,30%	0,00%	93,70%

Inversiones en circuitos/Líneas que incumplen DES

Al revisar las inversiones ejecutadas de los circuitos que no cumplen DES del 2008 al Primer semestre de 2011, observamos: i) en el 2008 no se desarrollaron inversiones a 23 circuitos, ii) en el 2009 no se ejecutaron inversiones a 26 circuitos, iii) en el 2010 a 24 circuitos y iv) y a 68 circuitos no desarrollaron inversiones en el primer semestre 2011.

De los 93 circuitos, a 15 circuitos no se les ha realizado inversiones en el periodo 2008 al primer semestre de 2011. De los cuales, 7 circuitos no poseen demanda de energía en el primer trimestre 2011 (uno de estos es de Particular), dos circuitos son de propiedad de Particulares.

Código	Nombre	Sector	Demanda (kwh/mes)	2008	2009	2010	Primer semestre 2011
10908892	LN-506	ATLANTICO NORTE	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908920	LN-530		0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908926	LN-535		0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10909173	EL REGIDOR	BOLIVAR SUR	166213	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908736	LINEA 559	CESAR	470648	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908936	ARIGUANI		130882	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908952	EL PARAISO		6823	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908726	LINEA 568	CORDOBA NORTE	1980876	\$ (379.771)	\$ -	\$ -	\$ -
10909027	EL VARAL	CORDOBA SUR	153483	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908888	LN-567	GUAJIRA	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908893	LN-527		0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10909001	MOLINO (CHIMILA)	MAGDALENA	108752	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908854	LN-543	SUCRE	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Código	Nombre	Sector	Demanda (kwh/mes)	2008	2009	2010	Primer semestre 2011
10908858	LN-510		0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908962	LN-572		2713007	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Circuitos/Líneas que no cumplen con FES

Del cuadro de indicadores de calidad (cumple o No Cumple) descargados del SUI por trimestres del 2008 al primer trimestre de 2011, seleccionamos los circuitos que no cumplen con FES por lo menos dos trimestres de cada año. De la combinación de criterios anteriores, obtuvimos 53 circuitos/líneas que no cumplen con FES.

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	DEMANDA (kwh/mes)	2008	2009	2010	2011	
				Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES	
10676805	ATLANTICO NORTE	LA PAZ (ATLANTICO)	5365353	SI	SI	SI	SI	
10698213		AUXILIAR 1	3447784	SI	SI	SI	SI	
10777102		PUMAREJO	2392353	SI	SI	SI	SI	
10837308		SAN FELIPE (ATLANTICO)	3911360	SI	SI	SI	SI	
10857804		BOSQUE	1515447	SI	SI	SI	SI	
10867405		LAS MORAS	5394161	SI	SI	SI	SI	
10867410		TERRANOVA	8537746	SI	SI	SI	SI	
10909083		JUAN MINA	4941221	SI	SI	SI	SI	
10658001		ATLANTICO SUR	LURUACO	4090726	SI	SI	SI	SI
10658002			ROTINET	1293052	SI	SI	SI	SI
10666501	USIACURI		527698	SI	SI	SI	SI	
10746803	VERONICA		863731	SI	SI	SI	SI	
10667904	BOLIVAR NORTE	BOSQUE 4	2853756	SI	SI	SI	SI	
10667905		BOSQUE 5	1660733	SI	SI	SI	SI	
10668902		BAYUNCA 2	1722223	SI	SI	SI	SI	
10678504		CHAMBACU 4	2664247	SI	SI	SI	SI	
10667705	BOLIVAR SUR	SUR DE BOLIVAR	576392	SI	SI	SI	SI	
10717802		MONTECRISTO (BOLIVAR)	829496	SI	SI	SI	SI	
10906702	CESAR	LA JAGUA 1	2674038	SI	SI	SI	SI	
10906703		LA JAGUA 2	570211	SI	SI	SI	SI	
10908907		LN-571	606158	SI	SI	SI	SI	
10908952		EL PARAISO	6823	SI	SI	SI	SI	
10676601	CORDOBA NORTE	COLOMBOY	167214	SI	SI	SI	SI	
10676901		CERETE 1	1658656	SI	SI	SI	SI	
10676902		CERETE 2	1234018	SI	SI	SI	SI	
10676903		CERETE 3	2625519	SI	SI	SI	SI	

CODIGO	Sector	Nombre del Circuito	DEMANDA (kwh/mes)	2008	2009	2010	2011
				Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES	Criterio Incumplimiento FES
10676904		CERETE 4	2111972	SI	SI	SI	SI
10677401		BERASTEGUI	540061	SI	SI	SI	SI
10677403		CENTRO(CIENAGA DE ORO)	1896408	SI	SI	SI	SI
10698603		EL VIAJANO	491590	SI	SI	SI	SI
10758401		COTORRA	1566408	SI	SI	SI	SI
10758402		ABROJAL	269773	SI	SI	SI	SI
10768901		LA YE	370271	SI	SI	SI	SI
10768902		TRES ESQUINAS (CORDOBA)	441139	SI	SI	SI	SI
10806801		PRADERA 1	3329722	SI	SI	SI	SI
10806803		PRADERA 3	2612789	SI	SI	SI	SI
10828303		RIO SINU 3	1278906	SI	SI	SI	SI
10836602		MONITOS	1504406	SI	SI	SI	SI
10837201		SAHAGUN 1	1971911	SI	SI	SI	SI
10838901		SAN PELAYO	406645	SI	SI	SI	SI
10908726		LINEA 568	1980876	SI	SI	SI	SI
10908787		PRADERA 6	1084302	SI	SI	SI	SI
10908790		PRADERA 4	2572377	SI	SI	SI	SI
10908791		PRADERA 2	1787250	SI	SI	SI	SI
10908897		LN-551	1157	SI	SI	SI	SI
10908910		LN-576	57371	SI	SI	SI	SI
10768502	CORDOBA	CAIMITO	517605	SI	SI	SI	SI
10838503	SUR	QUITA SUENO	318554	SI	SI	SI	SI
10668202	GUAJIRA	BARRANCAS 2	579103	SI	SI	SI	SI
10677301	MAGDALENA	CIENAGA CENTRO NUEVO	5379347	SI	SI	SI	SI
10716504	A	GAIRA INDUSTRIAL	2164284	SI	SI	SI	SI
10847901	SUCRE	COVENAS (SUCRE)	5817558	SI	SI	SI	SI
10908962		LN-572	2713007	SI	SI	SI	SI

Causas de incumplimiento de Indicadores FES en Circuitos/Líneas

Tomando en cuenta las causas de las interrupciones y duración de las mismas reportadas en los formatos B1, las causas del incumplimiento de los indicadores FES son:

Año	Fes Programado (Minutos)	Fes No Programado (Minutos)	Total (Minutos)
2008	526	4401	4927
2009	527	5314	5841
2010	489	4517	5006
Primer semestre 2011	216	2224	2440

Año	Fes Programado (Minutos)	Fes No Programado (Minutos)	Total (Minutos)
Total	1,758	16,456	18,214
Porcentaje	10%	90%	100%

De los anteriores cuadros, se evidencia que las mayores causas de incumplimiento de los indicadores FES son por eventos No Programados. Los circuitos que presentaron mayor FES desde el 2008 al primer semestre de 2011, son: Luruaco, Rotinet, Sur de Bolívar, Barrancas 2 (particular), Bayunca 2, Cotorra, la Ye, Tres Esquinas, LN-572 (particular). Para estos 53 circuitos/líneas que no cumplen con FES por lo menos en dos trimestres de cada año se obtuvo que las causas principales de las **no programadas** en tiempo son:

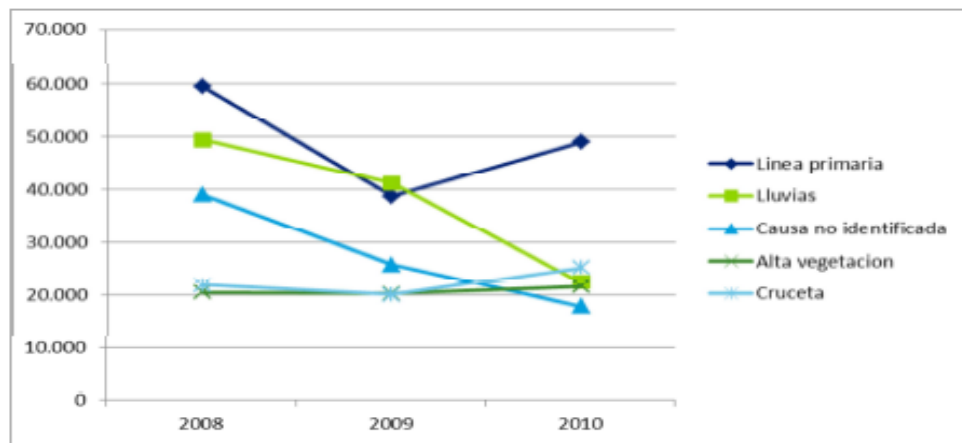
Causas (Minutos) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Línea primaria	59.398	38.714	48.944	19.388	166.444
Lluvias	49.336	41.148	22.430	11.329	124.243
Causa no identificada	38.946	25.794	17.887	10.066	92.693
Alta vegetación	20.481	20.244	21.623	10.434	72.782
Cruceta	21.855	20.044	25.225	4.957	72.081
Puente primario	25.166	15.311	18.417	7.740	66.634
Aislador	15.842	15.472	6.177	2.060	39.551
Descargas atmosféricas	9.388	13.863	6.964	1.024	31.239
Transformador	6.798	4.752	5.621	1.928	19.099
Apoyo	3.081	4.585	6.554	1.782	16.002
Interruptor	4.710	2.359	4.090	3.290	14.449
Cable de guarda	7.452	2.028	3.804	900	14.184
Contacto corto	3.500	3.134	5.032	1.768	13.434
Objetos en línea	3.964	4.735	903	1.742	11.344
Elementos de corte	3.138	2.856	1.244	247	7.485
Bajante primario	4.379	757	1.762	359	7.257
Contaminación	2.331	2.517	1.360	597	6.805
AVISO DE PELIGRO		2.497	2.084	976	5.557
Pararrayos	2.015	895	2.527	43	5.480
Línea secundaria	514	2.642	1.405	416	4.977
Conductor	1.355	1.866	1.048	83	4.352
Apoyo derribado por vehículo	2.434	561	933	336	4.264
Barraje	1.777	1.482		19	3.278
Falla protección	190	760	1.186	736	2.872
T.C.	269	1.197	771	546	2.783
Retenida	1.208	636	234	591	2.669
Bajantes primarios	1.296	932	180	102	2.510
Seccionadores	757	1.541	89	49	2.436
Lavado de aisladores	187	1.740	123	233	2.283
T.P.		1.870	270		2.140
CABLE DE POTENCIA SMT	168	1.106	655		1.929
ANIMALES AEREOS			1.548	324	1.872

Causas (Minutos) No Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
ANIMALES TERRESTRES		652	639	561	1.852
Atsladores	608	890	349		1.847
Sobrecarga	36	1.041	428	289	1.794
Cable subterráneo	72	699	130	881	1.782
RTU	230	1.171	300	6	1.707
Falla acometida clientes	811	677	59		1.547
Interruptor llegada MT	375	276			651
Objeto en línea	197	288	72		557
Línea reventada		513			513
Coordinación		28	116	343	487
Elementos de medida	239	204			443
Continuidad Concertada	415				415
Herrajes	234	24	101		359
Bajante secundario averiado	17	20	42	223	302
DESCONOCIDA	34	9	138	117	298
Interruptor de Línea AT	264				264
INTERRUPTOR			246		246
Interruptor de trafo	241				241
Acometida aérea reventada		29	185		214
Objetos en alimentador		204		8	212
Animales		209			209
Caja de abonados	31	171	3		205
Deslastre por Capacidad de Transformación		194			194
Líneas caídas por vehículo			193		193
Error de operación	96		17	64	177
Regulador de voltaje		20	144		164
Falla apoyo		137			137
Servicios auxiliares			116	6	122
Deslastre por capacidad de transporte	97				97
SCADA - SCOP NO REPORTA			52		52
Líneas en corto	13	28			41
Neutro reventado		20	20		40
Líneas en corto por vehículo	21				21
Estructura				10	10
Acometida		7			7
Acometida conexión floja		5			5
Grand Total	295.966	245.554	214.440	86.573	842.533

Al comparar el total de causas no programadas por año con el cuadro resumen del Fes No programado por año, observamos que se presentan diferencias en los totales de cada uno de los años. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, esto obedece a que la información del primer cuadro fue tomada de los reportes al SUI realizados en cada uno de los periodos y la información del cuadro detallado anterior es tomada directamente

de la base de datos de la compañía, y en ocasiones de acuerdo a las incidencias son anuladas o agrupadas luego del reporte.

En cuanto a las causas no programadas de los circuitos que incumplieron FES en por lo menos dos trimestres de cada periodo, observamos que las causas que presentan mayor duración son: líneas primaria (19,8%), lluvias (14,7%), causa no identificada (11%), alta vegetación (8,6%) y cruceta (8,6%), entre otros, las cuales han mejorado significativamente como se puede observar en la gráfica, excepción de las causas de “líneas primarias” y “alta vegetación” que mejoraron en el 2009 pero volvieron a desmejorar en el 2010:



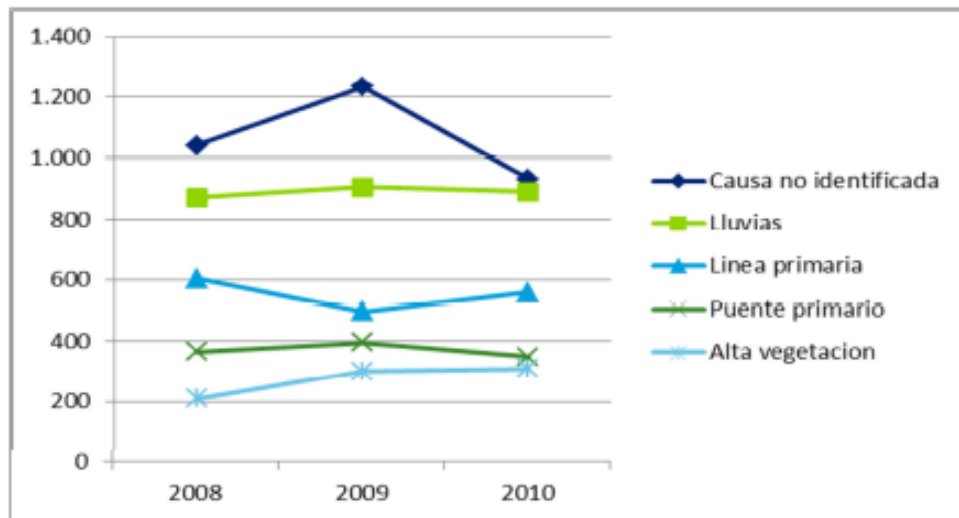
Para estas causas no programadas se presentaron las siguientes frecuencias:

Causas (Veces) No Programada	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Causa no identificada	1.040	1.234	932	543	3.749
Lluvias	873	906	892	409	3.080
Línea primaria	604	497	558	280	1.939
Puente primario	367	397	349	157	1.270
Alta vegetación	209	301	311	176	997
Descargas atmosféricas	197	382	204	46	829
Cruceta	158	212	185	81	636
Cortacircuito	118	169	176	89	552
Atslador	112	218	107	52	489
Contaminación	90	187	142	53	472
Transformador	123	76	72	46	317
Elementos de corte	57	80	50	7	194
Interruptor	65	58	38	27	188
Cable de guarda	37	55	55	22	169
Apoyo	28	45	34	28	135
Bajante primario	42	24	45	17	128
Falla protección	13	26	59	29	127
Objetos en línea	50	51	16	7	124

Causas (Veces) No Programada	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Pararrayos	50	24	40	2	116
AVISO DE PELIGRO		48	32	16	96
Sobrecarga	7	33	34	21	95
Conductor	23	18	23	1	65
Línea secundaria	4	32	18	4	58
Cable subterráneo	6	12	2	31	51
ANIMALES TERRESTRES		17	17	11	45
Lavado de aisladores	3	23	10	8	44
ANIMALES AEREOS			27	12	39
T.C.	4	14	9	9	36
Apoyo derribado por vehículo	17	8	6	2	33
RTU	10	14	6	2	32
CABLE DE POTENCIA SMT	6	9	16		31
Bajantes primarios	6	13	6	4	29
Seccionadores	14	10	3	1	28
Barraje	3	20		2	25
Coordinación		2	8	14	24
Retenida	5	8	9	1	23
Falla acometida clientes	11	7	3		21
Objeto en línea	3	12	4		19
T.P.		13	5		18
Aisladores	9	4	3		16
DESCONOCIDA	1	2	7	3	13
Error de operación	5		1	6	12
Herrajes	3	2	6		11
Bajante secundario averiado	1	3	4	2	10
Animales		9			9
Interruptor llegada MT	4	5			9
Elementos de medida	5	3			8
Líneas en corto	4	4			8
Deslastre por Capacidad de Transformación		8			8
Líneas caídas por vehículo			7		7
Deslastre por capacidad de transporte	6				6
Regulador de voltaje		1	5		6
Interruptor de trafo	5				5
Objetos en alimentador		4		1	5
Servicios auxiliares			2	2	4
Caja de abonados	1	1	1		3
Interruptor de Línea AT	3				3
Línea reventada		3			3
Neutro reventado		1	1		2
Acometida aérea reventada		1	1		2
INTERRUPTOR			1		1
Acometida		1			1
Acometida conexión floja		1			1
Falla apoyo		1			1
Continuidad Concertada	1				1
Líneas en corto por vehículo	1				1

Causas (Veces) No Programada	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
SCADA - SCOP NO REPORTA			1		1
Estructura				1	1
Grand Total	4.404	5.309	4.543	2.225	16.481

En cuanto a las causas no programadas de los circuitos que incumplieron FES, las que presentan mayor frecuencia son: causa no identificada (22.7%), lluvias (18,7%), líneas primaria (11,8%), puente primario (7,7%) y alta vegetación (6%), otros, las cuales han mejorado significativamente para el 2010 con respecto a los años anteriores, excepto a la causa de “Alta vegetación” que se ha incrementado en el 2009 y 2010, como se puede observar en la gráfica:

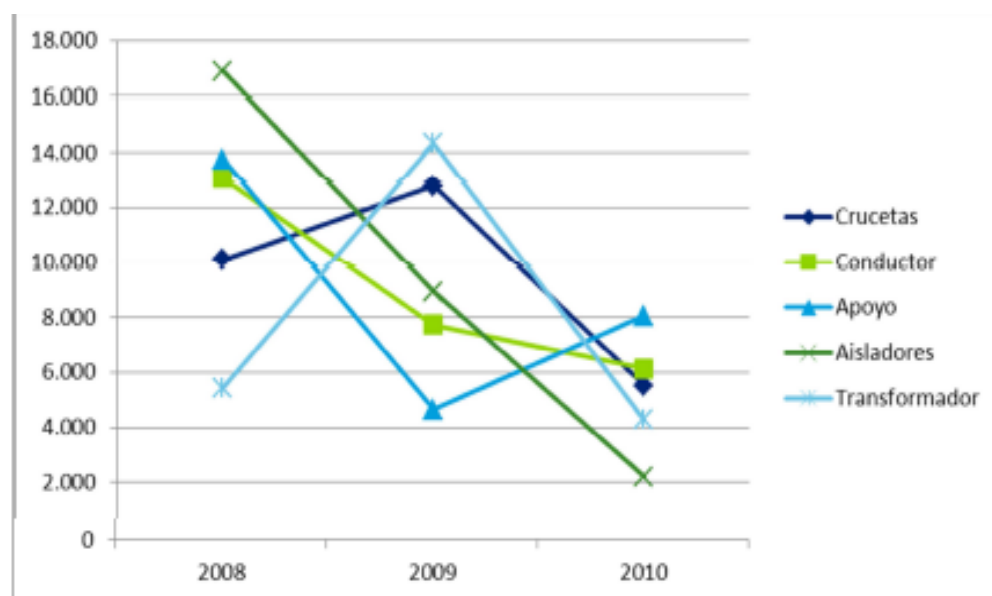


Las causas **programadas** para los 53 circuitos/líneas que no cumplen con FES por lo menos dos trimestres en tiempo son:

Causas (Minutos) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Crucetas	10.096	12.779	5.530	6.872	35.277
Conductor	13.079	7.734	6.147	7.203	34.163
Apoyo	13.742	4.652	8.063	3.572	30.029
Atsladores	16.897	8.940	2.202	981	29.020
Transformador	5.440	14.333	4.287	4.243	28.303
Interruptor	7.926	5.436	2.512	2.562	18.436
Facilitar trabajos	9.599	1.373	421	2.181	13.574
Ramajeo	9.231	2.447	1.170	497	13.345
TC/TP	9.172	1.718		1.020	11.910

Causas (Minutos) Programadas	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Barrajes	2.334	1.687	3.298	435	7.754
Instalación nueva	1.958	3.513	1.662		7.133
Estructura	3.483	98	1.610		5.191
LIMITACION DE SUMINISTRO	4.248				4.248
Lavado de aisladores	345	1.610	858	946	3.759
Elementos de corte	1.397	2.256			3.653
Herrajes		1.370	1.839		3.209
TC	218	290	895	609	2.012
Transferencia de carga	482	964	425		1.871
Seccionadores		1.212	621		1.833
Cambio / Instalación nueva		883	915		1.798
SECCIONADOR	218	1.343			1.561
T.C.		1.060		500	1.560
SOLICITUDES MATENIMIENTO	1.341				1.341
TP		1.117			1.117
RECONNECTADOR		1.049			1.049
Pararrayos	1.003				1.003
RTU			679		679
Pruebas SCADA		388	270		658
SOLICITUD NUEVAS INSTALACIONES	479				479
Balanceo de carga	8		367		375
Condensadores	341				341
RED TRENADA				305	305
Coordinación y pruebas	87	56		143	286
LAVADO		285			285
Bajantes primarios		20	98	145	263
CABLE DE POTENCIA SMT (P)			154		154
Caja de abonados			149		149
OTRO OR			93		93
Solicitudes Nuevas Instalaciones	2	23		59	84
ENCAPSULADAS				51	51
Cables subterráneos			20	5	25
SOLICITUDES MTTO CLIENTES		24			24
Cable de guarda	16				16
Grand Total	113.142	78.660	44.285	32.329	268.416

En cuanto a las causas programadas de los indicadores que incumplieron FES en por lo menos dos trimestres de cada periodo, las que presentan mayor duración son: cruceta (13,1%), conductor (12,7%), apoyo (11,2%), aisladores (10,8%) y transformador (10,5%), entre otras, las cuales han mejorado significativamente tal como se puede observar en la gráfica, a excepción de las causas de “crucetas”, “Transformador”, las cuales presentan un incremento en el 2009 con respecto al año anterior, sin embargo, esta duraciones mejoraron en el año 2010. Para la causa de “Apoyo” esta se incrementó en el año 2010:

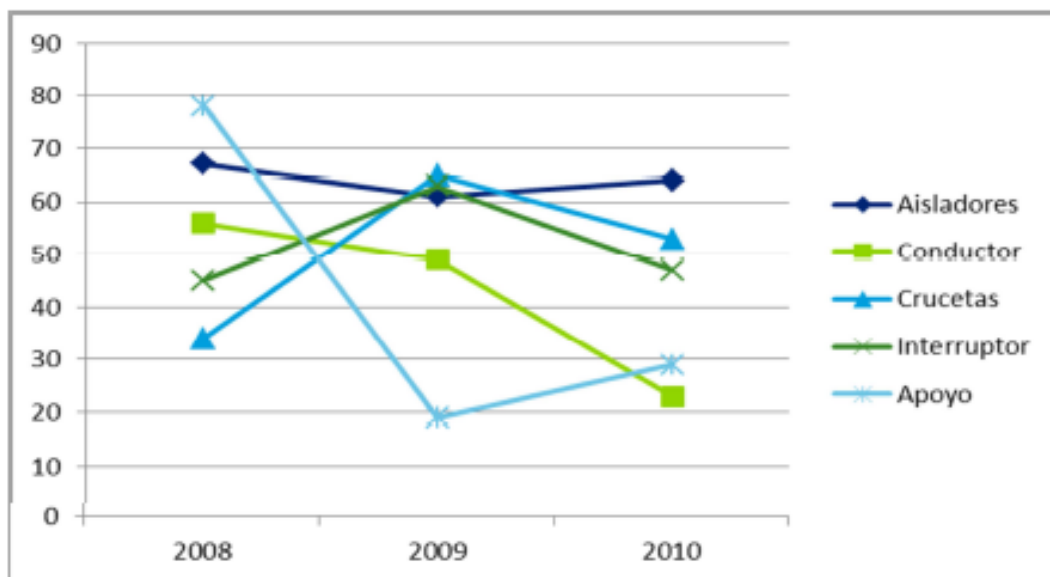


Para estas causas programadas se presentaron las siguientes frecuencias:

Causas (Veces) Programada	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
Aisladores	67	61	64	2	194
Conductor	56	49	23	52	180
Crucetas	34	65	53	23	175
Interruptor	45	63	47	19	174
Apoyo	78	19	29	36	162
Transformador	40	55	20	23	138
Ramajeo	35	44	8	8	95
Facilitar trabajos	53	7	3	21	84
Transferencia de carga	15	27	23		65
Barrajes	7	18	8	4	37
Instalación nueva	6	19	12		37
Lavado de aisladores	7	17	5	6	35
Estructura	13	11	3		27
TC/IP	20	4		2	26
TC	1	1	14	3	19
Elementos de corte	6	11			17
RTU			16		16
Coordinación y pruebas	4	4		8	16
Herrajes		7	6		13
Pruebas SCADA		7	4		11
LIMITACION DE SUMINISTRO	10				10
Seccionadores		8	2		10
SECCIONADOR	1	8			9
Pararrayos	9				9
Bajantes primarios		1	1	4	6
Cambio / Instalación nueva		2	4		6
TP		5			5

Causas (Veces) Programada	2008	2009	2010	Primer Semestre 2011	Total
SOLICITUDES MATENIMIENTO	5				5
Solicitudes Nuevas Instalaciones	1	3		1	5
RECONECTADOR		4			4
T.C.		3		1	4
Balanceo de carga	3		1		4
Cable de guarda	4				4
Caja de abonados			3		3
LAVADO		3			3
CABLE DE POTENCIA SMT (P)			2		2
Cables subterráneos			1	1	2
Condensadores	1				1
RED TRENADA				1	1
ENCAPSULADAS				1	1
SOLICITUDES MTTO CLIENTES		1			1
OTRO OR			1		1
SOLICITUD NUEVAS INSTALACIONES	1				1
Grand Total	522	527	353	216	1.618

En cuanto a las causas programadas de los indicadores que incumplieron FES en por lo menos dos trimestres de cada periodo, observamos que se presenta mayor frecuencia en las siguientes causas; aisladores (12%), conductor (11,1%), cruceta (10,8%), interruptor (10,8%) y apoyo (10%), entre otros, las cuales como se puede observar en la gráfica, han mejorado significativamente, a excepción de las causas de “conductores” y de “apoyo” que tenían una tendencia decreciente pero en el primer semestre de 2011 superaron la frecuencia presentada en todo el año 2010. Adicionalmente, las causas de “cruquetas” y de “interruptores” se incrementaron en el 2009, pero mejoraron en el 2010.



Mantenimiento en Circuitos/Líneas que no cumplen FES

Código	Nombre del Circuito	Sector	DEMANDA (kwh/mes)	Mntto MT-BT 2010				Mntto MT-BT 2011 Primer semestre			
				Lavado	Poda	Termografía	Recorrido circuitos	Poda	Balaceo	Recorrido circuitos	
10676805	LA PAZ (ATLANTICO)	ATLANTICO NORTE	5.365.353	SI	SI	SI	NO	SI	NO	SI	
10698213	AUXILIAR 1		3.447.784	SI	SI	NO	NO	SI	NO	SI	
10777102	PUMAREJO		2.392.353	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	
10837308	SAN FELIPE (ATLANTICO)		3.911.360	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10857804	BOSQUE		1.515.447	SI	SI	SI	NO	SI	NO	SI	
10867405	LAS MORAS		5.394.161	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10867410	TERRANOVA		8.537.746	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10909083	JUAN MINA		4.941.221	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
10658001	LURUACO		ATLANTICO SUR	4.090.726	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
10658002	ROTINET			1.293.052	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
10666501	USIACURI	527.698		NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10746803	VERONICA	863.731		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10667904	BOSQUE 4	BOLIVAR NORTE	2.853.756	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	
10667905	BOSQUE 5		1.660.733	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10668902	BAYUNCA 2		1.722.223	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10678504	CHAMBACU 4	BOLIVAR SUR	2.664.247	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10667705	SUR DE BOLIVAR		576.392	NO	SI	NO	NO	SI	NO	NO	
10717802	MONTECRISTO (BOLIVAR)	829.496	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
10906702	LA JAGUA 1	CESAR	2.674.038	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10906703	LA JAGUA 2		570.211	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	
10908907	LN-571		606.158	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10908952	EL PARAISO		6.823	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	
10676601	COLOMBOY	CORDOBA NORTE	167.214	NO	SI	NO	SI	SI	SI	NO	
10676901	CERETE 1		1.658.656	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10676902	CERETE 2		1.234.018	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10676903	CERETE 3		2.625.519	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10676904	CERETE 4		2.111.972	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
10677401	BERASTEGUI		540.061	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10677403	CENTRO(CIENAGA DE ORO)		1.896.408	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	
10698603	EL VIAJANO		491.590	NO	SI	NO	NO	SI	SI	SI	
10758401	COTORRA		1.566.408	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
10758402	ABROJAL		269.773	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10768901	LA YE		370.271	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI	
10768902	TRES ESQUINAS (CORDOBA)		441.139	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	
10806801	PRADERA 1		3.329.722	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10806803	PRADERA 3		2.612.789	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10828303	RIO SINU 3		1.278.906	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	
10836602	MONITOS		1.504.406	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI	
10837201	SAHAGUN 1		1.971.911	NO	SI	NO	SI	NO	SI	SI	
10838901	SAN PELAYO	406.645	NO	SI	SI	SI	NO	NO	NO		
10908726	LINEA 568	1.980.876	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI		

Código	Nombre del Circuito	Sector	DEMANDA (kwh/mes)	Mantto MT-BT 2010				Mantto MT-BT 2011 Primer semestre		
				Lavado	Poda	Termografía	Recorrido circuitos	Poda	Balanceo	Recorrido circuitos
10908787	PRADERA 6		1.084.302	NO	SI	NO	SI	NO	NO	SI
10908790	PRADERA 4		2.572.377	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI
10908791	PRADERA 2		1.787.250	NO	SI	SI	NO	SI	NO	SI
10908897	LN-551		1.157	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
10908910	LN-576		57.371	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
10768502	CAIMITO	CORDOBA	517.605	NO	SI	NO	SI	SI	SI	SI
10838503	QUITA SUENO	SUR	318.554	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI
10668202	BARRANCAS 2	GUAJIRA	579.103	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI
10677301	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALENA	5.379.347	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI
10716504	GAIRA INDUSTRIAL		2.164.284	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI
10847901	COVENAS (SUCRE)	SUCRE	5.817.558	NO	NO	SI	SI	SI	NO	NO
10908962	LN-572		2.713.007	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

De acuerdo con la revisión de los mantenimientos realizados 2008 – primer semestre de 2011, de los circuitos que no cumplieron FES observamos:

- **Año 2010:** i) Al 26% de los circuitos de la tabla anterior se les realizó Lavado; ii) al 91% se le realizó Poda; iii) al 38 termografía; iv) al 77% se les realizó Recorrido. Es de anotar, según información entregado por el responsable que los circuitos que requieren lavado son Barranquilla y Cartagena, por las condiciones climáticas.
- **Primer semestre 2011:** i) al 74% de los circuitos se les realizó Poda, ii) al 32% Balanceo, y iii) 72% Recorrido.
- **Año 2008 Mantto Líneas:** se hizo mantenimiento a Líneas (LN-576).
- De los 53 circuitos/líneas, dos (2) son de Propiedad de Particulares (Barrancas 2, LN-572).
- A los circuitos Montecristo, El paraíso y la LN-572 no se les practicaron actividades de mantenimientos del 2010 al primer semestre de 2011. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el personal responsable de mantenimiento de la empresa, esto se debe a que son activos de particulares y por este motivo las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos hasta el momento no son de responsabilidad de Electricaribe.

Cargabilidad en Circuitos/Líneas que no cumplen FES

A continuación se muestra la cargabilidad de los circuitos que no cumplen FES

Código	Nombre	Sector	2009	2010	2011
10867405	LAS MORAS	ATLANTICO NORTE	103,10%	106,00%	113,90%
10867410	TERRANOVA		113,50%	119,10%	114,90%
10658001	LURUACO	ATLANTICO SUR	90,40%	94,40%	98,60%
10667904	BOSQUE 4	BOLIVAR NORTE	100,30%	102,40%	97,00%
10678504	CHAMBACU 4		100,80%	96,60%	93,50%
10906702	LA JAGUA 1	CESAR	93,50%	110,50%	123,80%
10676904	CERETE 4	CORDOBA NORTE	102,00%	99,50%	102,40%
10806803	PRADERA 3		94,00%	98,30%	99,60%
10837201	SAHAGUN 1		92,30%	97,40%	93,60%
10677301	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALENA	129,60%	130,40%	138,30%

De los 53 circuitos que no cumplen con FES, 10 presentaron cargabilidad por encima del 90% en el periodo 2009 al primer semestre de 2011, donde la totalidad son circuitos de propiedad de la empresa.

Inversiones en Circuitos/Líneas que no cumplen FES

Al revisar las inversiones ejecutadas de los circuitos de la tabla anterior desde el 2008 al primer semestre de 2011, observamos: i) en el 2008 no se desarrollaron inversiones a 8 circuitos, ii) en el 2009 no se ejecutaron inversiones a 10 circuitos, iii) en el 2010 a 8 circuitos y iv) en el primer semestre de 2011 no se desarrollaron inversiones a 34 circuitos. De los 53 circuitos/líneas, a 4 circuitos/líneas no se les ha realizado inversiones en el periodo comprendido entre el 2008 y el primer semestre de 2011, de los cuales la LN-572 es de propiedad de particular:

CODIGO	NOMBRE	SECTOR	DEMANDA (kwh/mes)	PRIMER SEMESTRE			
				2008	2009	2010	2011
10908726	LINEA 568	CORDOBA NORTE	1.980.876	(\$ 379.771)	\$ -	\$ -	\$ -
10908907	LN-571	CESAR	606.158	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908952	EL PARAISO		6.823	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
10908962	LN-572	SUCRE	2.713.007	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Circuitos/Líneas sin actividades de mantenimiento

A continuación se detallan los circuitos/líneas del OR que no presentan actividades de mantenimiento. Para el caso de los circuitos se analiza el periodo comprendido entre el año 2010 y el primer semestre de 2011 y para el caso de Líneas se analiza el periodo

comprendido entre el año 2008 y el primer semestre 2011, ya que esta es la forma como la empresa posee la información.

CODIGO	Nombre del Circuito/Línea	Sector	Voltaje	Propiedad	Demanda_energía
10656602	AGUAS BLANCAS RURAL	CESAR	13.8	EMPRESA	26906
10678201	ACUEDUCTO (COROZAL)	SUCRE	13.8	PARTICULAR	3765285
10717802	MONTECRISTO (BOLIVAR)	BOLIVAR SUR	13.8	EMPRESA	829496
10718901	GUACAMAYAL III	MAGDALENA	13.8	EMPRESA	459830
10777604	MONTELIBANO 4	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	1341400
10808002	PALMAR	ATLANTICO SUR	13.8	EMPRESA	78340
10808401	PUERTO LIBERTADOR	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	782328
10808403	JUAN JOSE	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	1001918
10828304	RIO SINU 4	CORDOBA NORTE	13.8	EMPRESA	1665973
10837903	ACUEDUCTO (SAN ONOFRE)	SUCRE	13.8	PARTICULAR	172107
10847903	M. TOLCEMENTO	SUCRE	13.8	PARTICULAR	32891
10848001	TRES PALMAS	CORDOBA NORTE	13.8	EMPRESA	53406
10908707	LN CARTON COLOMBIA	ATLANTICO NORTE	34.5	PARTICULAR	74651
10908708	LN CEMENTOS CARIBE 1	ATLANTICO NORTE	34.5	PARTICULAR	7713155
10908709	LN MONOMEROS	ATLANTICO NORTE	34.5	PARTICULAR	72
10908710	LN ACESCO	ATLANTICO SUR	34.5	PARTICULAR	72
10908715	CARBOCARIBE	CESAR	34.5	PARTICULAR	2492827
10908721	OCENSA	SUCRE	34.5	PARTICULAR	2813287
10908723	LINEA 508	SUCRE	34.5	PARTICULAR	1183201
10908753	LN CEMENTOS CARIBE 2	ATLANTICO NORTE	34.5	PARTICULAR	2231738
10908785	APARTADA	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	342841
10908788	CARBONES	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	72
10908799	PICA PICA	CORDOBA SUR	13.8	EMPRESA	161031
10908862	AGUAS DE LA SABANA	SUCRE	34.5	PARTICULAR	#N/A
10908863	LN-580	SUCRE	34.5	EMPRESA	#N/A
10908864	LN-555	CORDOBA SUR	34.5	EMPRESA	#N/A
10908918	LN-507	SUCRE	34.5	EMPRESA	#N/A
10908955	MONTERREY	BOLIVAR SUR	13.8	EMPRESA	55494
10908962	LN-572	SUCRE	34.5	PARTICULAR	2713007
10908969	PUERTO BADEL	BOLIVAR NORTE	13.8	EMPRESA	83664
10909036	LA MATA	CESAR	13.8	PARTICULAR	3890
10909055	SOPLADOR	MAGDALENA	13.8	EMPRESA	470451
10909227	BOSQUE 10	BOLIVAR NORTE	13.8	EMPRESA	3295274
10909252	LN-575	ATLANTICO SUR	34.5	EMPRESA	#N/A
10909300	RIO VIEJO 1	BOLIVAR SUR	13.8	EMPRESA	1289255
10909302	LA VIA	CESAR	#N/A	#N/A	2082
10909321	SABANAGRANDE 1	ATLANTICO SUR	13.8	EMPRESA	6097006
10909326	SIERRA FLOR 1	SUCRE	13.8	EMPRESA	492057
10909327	FENOCO	CESAR	#N/A	#N/A	2131
10909354	MEMBRILLAL 2	BOLIVAR NORTE	13.8	EMPRESA	1608847
10909375	ASTREA 1	CESAR	13.8	PUBLICA	379120
10909376	ASTREA 2	CESAR	13.8	PUBLICA	657441

Dentro de las 786 líneas y circuitos, se identificaron aquellos que no registran actividades de mantenimiento en los últimos 4 años (2008- primer semestre 2011) para las líneas; y mantenimiento en el 2010 y primer semestre de 2011 para los circuitos, obteniendo que existen 42 (5.3%) líneas y circuitos sin mantenimiento en el periodo mencionado (para MT se tomó solo 2010 y 2011 por que solo contamos con información de estos años para los circuitos).

Del análisis de estos 42 circuitos y líneas, identificamos:

- 31 circuitos (95%) corresponden a circuitos de media tensión, y 11 corresponden a líneas.
- De las 11 líneas, 7 corresponden a particulares.
- De los 31 circuitos, 7 son de particulares, 2 no poseen propiedad identificada y dos son de propiedad pública.

Circuitos/Líneas sin inversiones

Dentro de las 786 líneas y circuitos, se identificaron aquellos que no presentaron inversiones en los últimos 4 años (2008- primer semestre 2011) obteniendo:

- 250 (32%) líneas y circuitos sin inversión en los últimos 4 años.
- De las 250 líneas y circuitos sin inversión, 45 (18%) corresponden a líneas de alta tensión, 169 (68%) a circuitos de media y baja tensión, 26 (10.4%) son circuitos virtuales y 10 (4%) circuitos que no se identificaron.
- De las 250 líneas y circuitos analizadas, 166 (66.4%) son de propiedad de la empresa, 39 son particulares, para 41 (16.4%) circuitos y líneas no se pudo identificar la propiedad (dentro de estas están los 26 circuitos virtuales), y 4 (1.6%) son de propiedad públicas.

Circuitos/Líneas con cargabilidad máxima >90%

De los 786 líneas y circuitos que existen en el sistema de distribución de cobertura de Electricaribe, identificamos aquellos que presentaron cargabilidad máxima mayor a 90% en 2 de los últimos tres años (2009-2011), obteniendo un total de 15 líneas de alta tensión y 97 circuitos.

Cargabilidad máxima de líneas:

A continuación se muestra el detalle de las líneas con Cargabilidad máxima por encima del 90% por lo menos en 2 años:

CODIGO	Nombre del Circuito	Proyecto Expansión	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad d Dmáxima
10908925	LN-534	Pico instantáneo de demanda ocasionado por algún evento en la red. Se presentó una sola vez en el año, el resto del tiempo la cargablidad se mantiene por debajo del 90%.	92,70%	92,30%	96,20%
14000003	LN-707	La alta cargablidad registrada es debida al mto que se le realizo al transformador del El Río 110/34.5 kV en el mes de Mayo ya que saltó de servicio incrementado la carga por la línea 707. Sin embargo en el Plan de Expansión se encuentra un proyecto Ampliación transformador El Río que consiste en instalar un segundo transformador en paralelo para evitar sobrecargas ante la salida de este equipo. Este proyecto está planteado para el 2013.	67,00%	95,80%	98,60%
14000009	LN-721	Proyecto se tiene planteado 2013, y consiste en la Línea termoflores centro (nuevo). Plan de expansión.	97,90%	98,90%	93,90%
14000012	LN-708	De acuerdo con el plan de expansión, esta situación se resuelve con proyecto de la subestación caracolí y obras asociadas . Programado para el 2013.	73,80%	92,30%	93,40%
14000072	LN-701	De acuerdo con el plan de expansión, el proyecto que soluciona la cargablidad crítica de esta línea se tiene planteado 2013, y consiste en construcción de una línea subterránea entre las subestaciones termoflores y centro a 110kv, que tiene como objetivo eliminar la saturación que se presenta la línea 701 en operaciones normal ante escenarios máximos de generación en flores y evitar el refuerzo requerido por la línea centro-oasis a 110kv ante el fallo de las líneas del corredor oasts-centro-silencio ante un despacho máximo en flores.	97,60%	88,90%	93,00%
14000018	LN-729	De acuerdo con el plan de expansión, esta situación se resuelve con el	90,80%	98,10%	93,20%

CODIGO	Nombre del Circuito	Proyecto Expansión	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima
		proyecto de la subestación caracoli y obras asociadas. Programado para el 2013.			
14000013	LN-618	De acuerdo con el plan de expansión , el agotamiento de esta línea se soluciona con el proyecto el Bosque, el cual contempla la realización de un desarrollo de la red eléctrica de alta tensión en el corto y mediano plazo, que en general se caracteriza porque muestra una estrategia global de expansión; garantizando en todas las circunstancias operativas, ausencias de la sobrecarga y por parto un resultado operativo que en forma estratégica cumple con atributos de confiabilidad, calidad y continuidad del servicio. Se espera que su ejecución para el año 2013. En este se tratan las Líneas 618, 622 y 619.	103,50%	107,60%	105,90%
14000045	LN-619	Se resuelve con el proyecto de la línea anterior.	103,90%	103,70%	98,20%
14000047	LN-622	Se resuelve con el proyecto de la línea anterior.	112,70%	106,10%	106,20%
10908857	LN-599	Se soluciona con el proyecto de ampliación de la subestación de Guatapurí, el cual tiene como objeto disminuir la cargabilidad del transformador actual, para la cual es necesario instalar un nuevo transformador de 30 MVA en paralelo para un total de transformación instalada de 60 MVA.	86,70%	99,90%	133,30%
10908871	LN-513	Se resuelve con el proyecto de la línea anterior.	109,70%	104,50%	96,30%
10908922	LN-544	Se resuelve con el proyecto de la línea anterior.	93,70%	97,80%	102,60%
10908889	LN-538	De acuerdo con el responsable, esta cargabilidad se soluciona con el proyecto de la Subestación Río Simí pradera. Está en desarrollo..	105,80%	108,40%	108,40%
10908869	LN-549	Existe una ficha técnica para cambiar los TC 's de las subestaciones Majagual, Arroyo de	97,10%	98,70%	103,80%

CODIGO	Nombre del Circuito	Proyecto Expansión	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima	% Cargabilidad Dmáxima
		pedra, Fonseca, Zambrano, Hato nuevo, Sabanagrande, el Cortijo y Codazzi. Con el fin de eliminar la probabilidad de falla por TC's sobrecargados en líneas y transformadores de potencia, mejora de los índices de calidad y mejora en la confiabilidad del sistema de potencia. Dentro del presupuesto de inversión se encuentra incluido TC's de la línea 549.			
10908899	LN-569	En el 2011 mejoro su cargabilidad como se observa en la tabla.	123,80%	116,30%	80,80%

Fuente: Información suministrada por la Compañía

De las 15 líneas, una (1) línea (LN-569) presentó mejora en el último año. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, la Cargabilidad de la (LN 534) se debe a un evento externo de la red que ocasionó un pico instantáneo de demanda, pero el comportamiento de la línea normalmente no es con cargabilidad alta, de acuerdo con la curva de demanda del 2011 de la LN-534.

- Adicionalmente 12 de ellas cuentan con proyectos de expansión que le permitirá mejorar los niveles de cargabilidad para los próximos años, los cuales se encuentran planificados para su ejecución desde el 2012 hasta el 2017.
- Para la LN-549, existe una ficha técnica donde solicitan cambiar los TC's que se encuentran sobrecargadas de las subestaciones "Majagual", "Arroyo de Piedra", "Fonseca", "Zambrano", "Hato Nuevo", "Sabanagrande", "El Cortijo" y "Codazzi". Lo anterior, con el fin de eliminar la probabilidad de falla por TC's sobrecargados en líneas y transformadores de potencia, mejora de los índices de calidad y mejora en la confiabilidad del sistema de Potencia.
- De las líneas que poseen cargabilidad por encima del 100% en el 2011, se revisó el número de horas de sobrecarga en el año, identificando que por semestre se obtuvieron porcentajes de sobrecarga por debajo del 1%, excepto para las líneas 599 y 538, cuyos porcentajes fueron de 12,37% y 2,56% respectivamente.
- En cuanto a la inversión, podemos observar que por lo menos en 3 de los 4 últimos años no se han realizado inversiones en las 11 líneas analizadas.. Además observamos que en los 3 últimos años (2009-2011) solo se planificó inversión en una de las 15 líneas. Sin embargo, observamos inversiones ejecutadas en la LN-599 (2010), LN-534 (2008), LN-707 (2009), LN-622 (2010).

- De las 15 líneas analizadas, 14 son propiedad de la empresa y 1 es particular (LN- 701).

Cargabilidad máxima de circuitos

Al analizar las cargabilidades máximas del total de los circuitos del periodo comprendido entre el 2009 al primer semestre de 2011, identificamos (97 circuitos) con Cargabilidad máxima por encima del 90% en por lo menos 2 años del periodo evaluado. En donde analizamos:

La cargabilidad máxima de trece (13) circuitos presentaron mejora en el último año (2011), es decir, pasaron a tener cargabilidad por debajo del 90% por intervención de la compañía.

- Veintiocho (28) circuitos no serán intervenidos por la empresa dentro del plan de mejora de circuitos por cargabilidad máxima, puesto que la cargabilidad se presenta por situaciones tales como: Son circuitos industriales con picos de cargas, Presentan picos de carga por transferencias y carga transferida por ola invernal, es decir que las sobrecargas son puntuales.
- Cincuenta y seis (56) circuitos cuentan con proyectos planificados por la compañía para abordar la cargabilidad máxima de los circuitos, de los cuales 46 están planificados y aprobados para el 2011 de los cuales siete (7) ya entraron en operación, y los 10 restantes están planificados para el 2012 (pero aún no se encuentran aprobados presupuestalmente por la Compañía).
- En cuanto a la inversión en por lo menos 3 de los 4 últimos años no se han realizado inversiones para 8 de los 97 circuitos analizados.
- De los 97 circuitos seleccionados, 96 son propiedad de la empresa y 1 es particular. Teniendo en cuenta los 97 circuitos anteriores, la Compañía generó un informe con el número de horas en que los circuitos estuvieron con una cargabilidad mayor al 100% y con cargabilidad entre 90% y 100% durante el primer semestre de 2011. Del anterior informe identificamos:
- Para 22 circuitos, el número de horas en que estuvieron con una cargabilidad por encima del 100% durante el primer semestre de 2011 fue en promedio 143 horas, lo que equivale a un porcentaje promedio del 3% de horas de sobrecarga en el primer semestre de 2011.
- Para 19 circuitos, el número de horas en que estuvieron con una cargabilidad por encima del 100% durante el primer semestre de 2011 fue en promedio 646 horas, lo que equivale a un porcentaje promedio de 15% de horas de sobrecarga en el primer semestre de 2011. De estos circuitos observamos las soluciones planteadas por la Compañía con el fin de resolver su cargabilidad:

Sector	Circuito	Cargabilidad primer semestre 2011	Observaciones de Electricaribe	Porcentaje de Horas Enero a Junio 2011 (>100% Cargabilidad)	Porcentaje de Horas total año 2011	A Intervenir
Atlántico	LAS MORAS	113,9%	La Demanda Máxima fue de 12.1 MVA en el mes de Junio del 2011. Este circuito disminuyó su cargabilidad con la entrada del nuevo circuito Veinte de Julio 13. En este año 2012 se esta terminando la estructura VTE Espiga con lo cual se logra la distribución de carga de los circuitos Las Moras, Terranova, Centenario, Gaviotas y se terminará de construir el nuevo circuito Veinte de Julio 14. Lo anterior elimina la alta cargabilidad de estos circuitos.	5%	3,04%	Terminar
Atlántico	TERRANOV A	114,9%	La Demanda Máxima fue de 11.2 MVA en el mes de Junio del 2011. A partir de Agosto la carga comenzó a disminuir, equilibrándose en el mes de Octubre debido a la entrada del Circuito Veinte de Julio 12, cuya demanda no ha los 8 MVA, por tanto su cargabilidad están en el 82%. Para el 2012 se tiene la construcción de los circuitos Veinte de Julio 13 y Veinte de Julio 14 para mejorar la cargabilidad de los circuitos	9%	4,41%	Terminar
Atlántico	SG-01	119,5%	La Demanda Máxima fue de 7.5 MVA en el mes de Febrero del 2011. Está en avance el cambio de troncal a 266.8 ACSR para el año 2012, del plan propuesto en el año 2011.	10%	7,40%	Terminar
Bolívar	MAMONAL 5	120,3%	La Demanda Máxima fue de 11.7 MVA en el mes de Mayo del 2011. Por ser circuito industrial, la demanda no es constante, tiene varios picos por toma de carga de cliente industriales.	13%	8,50%	No
Bolívar	TERNERA 3	129,2%	La Demanda Máxima fue de 12.9 MVA en el mes de Julio del 2011. Se descarga con transferencia del circuito Ternera 1 ya construido, la cual no se ha podido realizar debido a que este circuito se está utilizando para descargar la línea LN-618 (TER-ZRG).	8%	7,16%	Terminar
Bolívar	TERNERA 4	139,3%	La Demanda Máxima fue de 13.6 MVA en el mes de Junio del 2011. Inicialmente este circuito se descarga con el circuito Ternera 1, el cual actualmente está siendo utilizado para descargar la línea 618. Para el año	20%	19,13%	Si

Sector	Circuito	Cargabilidad primer semestre 2011	Observaciones de Electricaribe	Porcentaje de Horas Enero a Junio 2011 (>100% Cargabilidad)	Porcentaje de Horas total año 2011	A Interventir
			2012 se propuso dividir la carga con un nuevo circuito Ternerera 10.			
Bolivar	TERNERA 5	180,0%	La Demanda Máxima fue de 13.5 MVA en el mes de Agosto del 2011. Desde el mes de Julio del 2011, la Troncal está en 394.5 AAAC por lo que cargabilidad ha disminuido al 90%. Se descarga en parte con el circuito Zaragocilla 9 ya terminado (Este circuito Zaragocilla 9 no puede tomar carga de la subestación Ternerera por la cargabilidad de la Línea 618) y a través de un nuevo circuito de la Subestación Villa Estrella.	51%	25,45%	Terminar
Bolivar	TERNERA 6	127,5%	La Demanda Máxima fue de 9.5 MVA en el mes de Agosto del 2011. Se descarga con la reconducción del circuito Ternerera 2 el cual esta proyectado ejecutarse en el año 2012.	11%	12,02%	Si
Bolivar	TERNERA 8	119,4%	La Demanda Máxima fue de 11.7 MVA en el mes de Septiembre del 2011. Se descarga trasladando carga a un nuevo circuito de la Subestación Villa Estrella el cual entra en servicio en el mes de Abril 2012.	5%	7,75%	Terminar
Cesar	SALIDA 2 (LA LOMA)	137,7%	La Demanda Máxima fue de 6.9 MVA en el mes de Septiembre del 2011. Con el fin de dividir la carga del circuito parte de su troncal se reconductor en 1/0 ACSR en la salida de la S/cion. Dentro del Plan de Arquitectura de Red se proyecta un nuevo circuito para dividir carga en el año 2012 y así poder disminuir la cargabilidad.	16%	11,24%	Si
Cesar	SALGUERO 1	116,8%	La Demanda Máxima fue de 11.5 MVA en el mes de Junio del 2011. Desde Octubre /11 ha disminuido su demanda, por el traslado de carga al circuito Valledupar 3, a una demanda de 8 MVA y una cargabilidad del 75%	6%	5,06%	Terminado
Cesar	SALGUERO 3	115,2%	La Demanda Máxima fue de 6.8 MVA en el mes de Agosto del 2011 La Demanda Máxima promedio del año fue de 6.3 MVA, indicando una cargabilidad promedio del año de 102.80 %. La nueva Troncal está en 266 ACSR, desde Noviembre, por eso	9%	9,45%	Terminar

Sector	Circuito	Cargabilidad primer semestre 2011	Observaciones de Electricaribe	Porcentaje de Horas Enero a Junio 2011 (>100% Cargabilidad)	Porcentaje de Horas total año 2011	A Intervenir
			ha disminuido la cargabilidad. Solo falta conectar los cables de potencia.			
Córdoba Norte	CHINU PLANTA 2	148,6%	Este circuito se descarga inmediatamente entre en servicio la nueva S/cion en San Andrés de Sotavento, la cual se está construyendo y con fecha de culminarse en el año 2012.	36%	35,07%	Si
Córdoba Norte	MONTERIA 5	137,5%	La Demanda Máxima fue de 10.1 MVA en el mes de Agosto del 2011. Este circuito se descarga con la entrada en servicio de la nueva la Subestación Santa Lucía para disminuir la cargabilidad del circuito, esta subestación esta prevista terminarse en el año 2012.	16%	15,78%	Si
Magdalena	CIENAGA CENTRO NUEVO	138,3%	La Demanda Máxima fue de 9.0 MVA en el mes de Agosto del 2011. Por actuaciones de Arquitectura de Red la Troncal está en calibre 394.5 AAAC desde Agosto del 2011 por lo que la cargabilidad ha disminuido al 70%.	32%	19,75%	Terminado
Magdalena	CIENAGA SUR NUEVO	122,4%	La Demanda Máxima fue de 8.2 MVA en el mes de Julio del 2011 que corresponde a una cargabilidad máxima de 125.72 %. La Troncal está en 312.8 AAAC desde Agosto del 2011 por lo que la cargabilidad ha disminuido al 80%.	15%	8,97%	Terminado
Magdalena	FUNDACION II	119,3%	La Demanda Máxima fue de 6.6 MVA en el mes de Agosto del 2011. Por actuaciones de Arquitectura de Red la Troncal está en 312.8 AAAC desde Diciembre por lo que la cargabilidad ha disminuido al 65%	6%	5,67%	Terminado
Magdalena	CHIVOLO	107,6%	La Demanda Máxima fue de 4.2 MVA en el mes de Noviembre del 2011. Dentro del plan de Arquitectura de Red para el año 2012 se propone se plantea la construcción de un nuevo circuito para dividir la carga	6%	7,58%	Si
Magdalena	BONDA	129,6%	La Demanda Máxima fue de 9.5 MVA en el mes de Julio del 2011. Se ha planteado la construcción de la Subestación Bonda para descargar el circuito y mejorar la regulación y la calidad de servicio de los clientes.	9%	10,43%	Si

Combinación de criterios de análisis

De las 786 líneas y circuitos se tomaron aquellos circuitos y líneas que incumplieron los indicadores DES en por lo menos dos trimestres de cada año en el periodo de 2008 al primer trimestre de 2011, obteniendo 93 (11.83%) líneas y circuitos.

Por otro lado dentro de las 786 líneas y circuitos se identificaron aquellos circuitos y líneas que incumplieron los indicadores FES en por lo menos dos trimestres de cada año en el periodo comprendido entre el 2008 al primer trimestre 2011 obteniendo 53 (6.74%) líneas y circuitos.

Al relacionar los 93 circuitos que incumplen DES con los circuitos/líneas a los cuales no se les ejecutaron inversiones desde el 2008 al primer semestre de 2011, y con los circuitos/líneas sin mantenimiento desde el 2008 al primer semestre de 2011, identificamos:

- Que a la LN-572 no se le ha realizado inversiones y mantenimiento en los últimos 3 años por parte de Electricaribe. Sin embargo, esta línea es propiedad de un Particular. Por lo tanto, la responsabilidad de mantenimiento e inversión no es de Electricaribe.
- Al cruzar los circuitos/líneas que incumplieron el indicador de calidad FES por lo menos en dos trimestres anuales del 2008 al primer trimestre de 2011, se obtuvieron 53 circuitos y líneas. Al relacionar los 53 circuitos anteriores con los circuitos/líneas a los cuales no se les ejecutaron inversiones desde el 2008 hasta el primer semestre de 2011, y con los circuitos/líneas sin mantenimiento desde el 2008 hasta el primer semestre de 2011, identificamos:
- Que a la LN-572 no se le ha realizado inversiones y mantenimiento en los últimos 3 años por parte de Electricaribe. Sin embargo, esta línea es propiedad de un Particular. Por lo tanto, la responsabilidad de mantenimiento e inversión no es de Electricaribe.

Al cruzar los circuitos/líneas que incumplieron el indicador de calidad DES y FES por lo menos en dos trimestre desde el 2008 al primer trimestre de 2011, se obtuvieron 39 (4.96%) circuitos y líneas.

Al relacionar los 39 circuitos anteriores con los circuitos/líneas a los cuales no se les ejecutaron inversiones en el periodo comprendido entre el 2008 al primer semestre de 2011, y con los circuitos/líneas sin mantenimiento desde el 2008 al primer semestre de 2011, identificamos:

- La totalidad de las 39 líneas y circuitos pertenecen a media y baja tensión.
- Es de resaltar que de las 39 líneas y circuitos analizadas, 37 (94.9%) son propiedad de la empresa y 2 (5.1%) son particulares.

- De las 39 líneas y circuitos, 3 circuitos no cuentan con inversión en los últimos 4 años (2008- primer semestre 2011): LINEA 568, EL PARAISO y LN-572 (Particular).
- De las 39 líneas y circuitos, a dos (2) circuitos no se les realizaron mantenimiento en los últimos 4 años (2008- primer semestre de 2011): MONTECRISTO (BOLIVAR) y LN-572 (Particular).

LN-568

- Posee cargabilidad por debajo del 90% para el periodo 2009 – primer semestre de 2011.
- Se le realizó Poda y recorrido en el 2010.
- Se le realizó Poda, Balanceo, y recorrido en el primer semestre de 2011.
- No posee inversión del 2008 al primer semestre de 2011.

Circuito el Paraíso

- Posee cargabilidad por debajo del 10% para el periodo 2008 – primer semestre de 2011.
- En el 2010 se le realizó recorrido al circuito.
- No se le ha realizado no Poda, ni Lavado durante los años 2010 y primer semestre de 2011.
- No posee inversión del 2008 al primer semestre de 2011.

LN-572

- Es de propiedad de Particular
- No poseemos datos de cargabilidad para esta línea.
- No posee registro de mantenimiento como tampoco de inversiones para 2008 al primer semestre de 2011.

Circuito Montecristo (Bolívar)

- Posee cargabilidad por debajo del 90% para el periodo 2009 – primer semestre de 2011.
- No se le ha realizado Poda, ni Lavado, ni recorrido, ni Balanceo durante los años 2010 y primer semestre de 2011.
- Se le realizó inversión en el 2009.

Selección de muestra para análisis detallado

Con el fin de realizar un análisis detallado de los circuitos y líneas que impacten los indicadores de calidad, se procedió a seleccionar una muestra que cumpliera con los siguientes criterios:

- Incumplimiento de los indicadores DES y FES por lo menos 2 trimestres de 2010.
- No poseen inversiones ejecutadas en el último periodo analizado (primer semestre de 2011)
- Cargabilidad máxima mayor a 90% en los años 2010 y 2011.

Los resultados son los siguientes:

Análisis por indicadores de calidad

Con el fin de analizar los indicadores de calidad (si cumple o no cumple) del periodo comprendido entre el 2008 al primer trimestre de 2011 de los circuitos seleccionado con cargabilidad máxima por encima del 90%, y con el fin de encontrar relación entre la sobrecarga de estos y la calidad del servicio a los usuarios, relacionamos para cada uno de los circuitos los indicadores de calidad de los últimos 3 años, y seleccionamos los circuitos que no cumplieron con el DES por lo menos en 2 trimestres de los años 2008, 2009, 2010 y el primer trimestre de 2011:

Incumplimiento DES 2008 al 2011

De los 786 circuitos y líneas se evidenció que un total de 93 circuitos y líneas presenta incumplimiento en DES para los cuatro años estudiados (2008 al primer trimestre de 2011), 6 son propiedad de particulares y 87 son propiedad de la empresa. Posteriormente se realizó el análisis de cumplimiento de indicadores para la muestra seleccionada obteniendo los siguientes resultados:

CODIGO	Matrícula	Sector	Nombre del Circuito	Critico DES 2008	Critico DES 2009	Critico DES 2010	Critico DES 2011
10777103	MGD306	ATLANTICO NORTE	SALAMANCA	NO	SI	SI	NO
10837305	SIL313		MERCEDES	NO	SI	SI	SI
10908925	FLS534		LN-534	SI	SI	SI	SI
10668901	BYC302	BOLIVAR NORTE	BAYUNCA 1	SI	SI	SI	SI
10678504	CMB306		CHAMBACU 4	NO	SI	SI	SI
10908949	NCO313		NUEVA COSPIQUE 2	SI	SI	SI	NO
10718504	GUP305	CESAR	GUATAPURI 4	NO	SI	SI	SI
10836901	SCE304		SALGUERO 1	NO	SI	SI	NO
10836903	SCE308		SALGUERO 3	SI	SI	SI	SI

10676904	CER305	CORDOBA NORTE	CERETE 4	SI	SI	SI	NO
10678002	CPA304		CHINU PLANTA 2	SI	SI	SI	SI
10778402	MON305		MONTERIA 2	NO	SI	SI	NO
10806802	PRA307		PRADERA 5	SI	SI	SI	NO
10837201	SHA302		SAHAGUN 1	SI	SI	SI	SI
10677301	CIE302	MAGDALENA	CIENAGA CENTRO NUEVO	SI	SI	SI	SI
10837701	SMT303		BONDA	SI	SI	SI	NO
10668302	BST303	SUCRE	BOSTON 2	SI	NO	SI	SI

Fuente: Información suministrada por la Compañía e Indicadores Des y Fes descargados del SUI.

De los 17 circuitos seleccionados con cargabilidad máxima por encima del 90%, todos incumplen los indicadores DES en por lo menos 2 de los cuatro periodos analizados. Los circuitos que incumplen DES por lo menos 2 trimestres del 2008 al 2010, y el primer trimestre de 2011 con su horas de sobrecarga son: “Circuito Centro Nuevo”, “Sahagún 1”(2h), “Chinú Planta 2” (1553h), “Salguero 3” (383h), “Bayunca 1”(259h) y “LN-534”. Circuitos que poseen Cargabilidad muy alta.

En los circuitos de “Chambacú 4”, “Nueva Cospique 2” y “Ciénaga Centro Nuevo” existen Zonas de Difícil Gestión: Cartagena ZE 9721, ZE 9721, Santa Marta ZE 9504 respectivamente.

Incumplimiento FES 2008 al 2011

De los 786 circuitos y líneas se evidenció que un total de 53 circuitos y líneas presenta incumplimiento en DES para el periodo analizado, 2 son propiedad de particulares y 51 son propiedad de la empresa.

Posteriormente se realizó el análisis de cumplimiento de indicadores para la muestra seleccionada obteniendo los siguientes resultados:

CODIGO	Matrícula	Sector	Nombre del Circuito	Critico FES 2008	Critico FES 2009	Critico FES 2010	Critico FES 2011
10777103	MGD306	ATLANTICO NORTE	SALAMANCA	NO	SI	SI	NO
10837305	SIL313		MERCEDES	NO	SI	SI	SI
10908925	FLS534		LN-534	NO	NO	SI	SI
10668901	BYC302	BOLIVAR NORTE	BAYUNCA 1	NO	SI	SI	NO
10678504	CMB306		CHAMBACU 4	SI	SI	SI	SI
10908949	NCO313		NUEVA COSPIQUE 2	NO	NO	SI	NO
10718504	GUP305	CESAR	GUATAPURI 4	NO	NO	SI	NO
10836901	SGE304		SALGUERO 1	NO	SI	SI	NO
10836903	SGE308		SALGUERO 3	SI	SI	SI	NO
10676904	CER305	CORDOBA NORTE	CERETE 4	SI	SI	SI	SI
10678002	CPA304		CHINU PLANTA 2	SI	SI	SI	NO
10778402	MON305		MONTERIA 2	NO	SI	SI	NO
10806802	PRA307		PRADERA 5	SI	SI	SI	NO
10837201	SHA302		SAHAGUN 1	SI	SI	SI	SI
10677301	CIE302	MAGDALENA	CIENAGA CENTRO NUEVO	SI	SI	SI	SI
10837701	SMT303		BONDA	SI	SI	SI	NO
10668302	BST303	SUCRE	BOSTON 2	SI	NO	SI	SI

Fuente: Información suministrada por la Compañía e Indicadores Des y Fes descargados del SUI.

De los 17 circuitos con cargabilidad máxima por encima del 90%, 15 de ellos presentan incumplimiento del indicador FES en por lo menos 2 años de 2008, 2009, 2010 y primer trimestre de 2011. Los circuitos que incumplen FES, por lo menos 2 trimestres del 2008 al 2010, y el primer trimestre de 2011 son: “Chambacú 4”, “Cereté 4”, “Sahagún 1” y “Ciénaga Centro Nuevo”.

Análisis por Mantenimiento *Información suministrada AT*

Solicitamos el detalle de los mantenimientos realizados del 2008 al primer semestre de 2011. Debido a los formatos en que fue entregada la información esta fue consolidada de la siguiente manera:

- Años 2008 y 2009: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas.
- Año 2010: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas. Sin embargo, se logró clasificar las actividades de mantenimiento de acuerdo con las siguientes categorías: Expansión, por emergencia, normal y Terceros.

- Mantenimiento primer semestre 2011: Número de actividades de mantenimiento clasificadas en: (estructuras lavadas, bahías lavadas, poda ligera, poda exhaustiva, poda ligera rural, poda exhaustiva rural, trocha 100M2, trocha mantenimiento, termografía subestaciones y termografía línea.

Información suministrada MT

Debido a los formatos en que se presentó la información esta fue consolidada de la siguiente manera:

- Año 2008: Entregaron archivo de adecuación de líneas y circuitos, donde se registran actividades de adecuación para 44 circuitos con un avance de obra del 100%.
- Año 2009: Información no disponible. Entregaron archivo con Presupuesto SGT Top 10/20 para 25 circuitos. (Información no utilizada).
- Año 2010: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas. Sin embargo, se logró clasificar las actividades de mantenimiento de acuerdo con las siguientes categorías: Lavado, Poda, Termografía y Circuitos recorridos.
- Primer semestre de 2011: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas. Sin embargo, se logró clasificar las actividades de mantenimiento de acuerdo con las siguientes categorías: Balanceo, Poda, Circuitos recorridos, Invierno (si el circuito fue intervenido por acciones de invierno) y Adecuación (Presupuesto asignado Adecuación)
- Debido a que no fue posible unificar la información de los 4 años de la misma manera, se consolidó una tabla con el número de mantenimientos realizados, con el fin de identificar si se habían ejecutado o no mantenimiento en las líneas y circuitos.

Resultados Mantenimiento

Para los 630 circuitos (13.8kv y 34.5 kv) de propiedad de la empresa:

- En el 2010 se realizaron actividades de mantenimiento de lavado a 450 circuitos, a 94 circuitos se les realizó actividades de poda, a 411 circuitos se les realizó recorrido de circuitos, y a 221 se les realizaron pruebas termográficas.
- En el primer semestre 2011, se realizaron actividades de mantenimiento de poda a 392 circuitos, a 189 circuitos se les realizó actividades de balanceo, a 354 circuitos se les realizó recorrido de circuitos, 40 circuitos fueron intervenidos por invierno y 29 circuitos tienen presupuesto asignado por adecuación. Para las 68 líneas (66kv y 110 kv) de propiedad de la empresa:

- En el 2008, se realizaron actividades de mantenimiento para 65 líneas del total, excepto parar: LN-722, LN-724 y LN-726.
- En el 2009, se realizaron actividades de mantenimiento para 67 líneas del total excepto, parar LN-726.
- En el 2010 se realizaron actividades de mantenimiento por emergencia a 1 línea (LN-740), y a 3 líneas (LN-610, LN-619 y LN-620) se les realizo actividades por expansión.

Procedimos a verificar los mantenimientos realizados a los circuitos/líneas de la muestra y encontramos los siguientes resultados:

CODIGO	Matricula	Nombre del Circuito	Sector	Mollo MT-BT 2010			Mollo MT-BT 2011 Primer semestre			
				LAVADO	PODA	RECORRIDO CIRCUITOS	PODA	BALANCEO	RECORRIDO	INVIERNO
10777103	MGD306	SALAMANCA	ATLANTICO NORTE	SI	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10837306	SIL313	MERCEDES		SI	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10908925	FLS534	LN-534		SI	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10668901	BYC302	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
10678504	CMB306	CHAMBACU 4		SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
10908949	NCO313	NUEVA COSPIQUE 2	CESAR	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO
10718504	GUP305	GUATAPURI 4		NO	SI	SI	SI	SI	SI	NO
10836901	SGE304	SALGUERO 1		NO	SI	SI	SI	SI	NO	NO
10836903	SGE308	SALGUERO 3	CORDOBA NORTE	NO	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10676904	CER305	CERETE 4		NO	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10678002	CPA304	CHINU PLANTA 2		NO	SI	SI	SI	SI	SI	NO
10778402	MON305	MONTERIA 2		NO	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10806802	PRA307	PRADERA 5		NO	SI	SI	SI	NO	NO	NO
10837201	SHA302	SAHAGUN 1	MAGDALENA	NO	SI	SI	NO	SI	SI	NO
10677301	CIE302	CIENAGA CENTRO NUEVO		NO	NO	SI	SI	SI	SI	NO
10837701	SMT303	BONDA		NO	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10668302	BST303	BOSTON 2	SUCRE	NO	NO	NO	NO	SI	SI	NO

Fuente: Información suministrada por la Compañía

CODIGO	Matrícula	Nombre del Circuito	Sector	Monto MT-BT 2010			Monto MT-BT 2011 Primer semestre			
				KMS LAVADO	KMS PODA	KMS RECORRIDO	KMS PODA	% BALANCEO	No. Circuitos recorrido a 09/11	PRESUPUESTO INVIERNO
10777103	MGD306	SALAMANCA	ATLANTICO NORTE	111	83,3	27,8	28,7	0%	1	#N/A
10837305	SIL313	MERCEDES		50,9	10,2	10,2	7,1	0%	1	#N/A
10908925	FLS534	LN-534		10,7	2,1	2,1	0,9	0%	8	#N/A
10668901	BYC302	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	0	441,9	192,1	368,4	0%	1	150.000.000
10678504	CMB306	CHAMBACU 4		83,3	41,6	20,8	16,5	0%	0	#N/A
10908949	NCO313	NUEVA COSPIQUE 2	CESAR	183,3	45,8	0	37,7	0%	0	#N/A
10718504	GUP305	GUATAPURI 4		0	36,5	35,8	23	100%	1	#N/A
10836901	SGE304	SALGUERO 1		0	22,1	21,7	0,7	100%	0	#N/A
10836903	SGE308	SALGUERO 3	CORDOBA NORTE	0	25,5	25,5	25	0%	1	#N/A
10676904	CER305	CERETE 4		0	78,2	78,2	48,8	0%	1	#N/A
10678002	CPA304	CHINU PLANTA 2		0	368,6	368,6	362,4	100%	1	#N/A
10778402	MON305	MONTERIA 2		0	9,8	10,9	10,9	0%	1	#N/A
10806802	PRA307	PRADERA 5		0	17,1	17,1	9,7	0%	0	#N/A
10837201	SHA302	SAHAGUN 1	MAGDALENA	0	99,8	99,8	0	100%	1	#N/A
10677301	CIE302	CIENAGA CENTRO NUEVO		0	0	29,5	8,6	100%	1	#N/A
10837701	SMT303	BONDA		0	529,9	225,5	263,4	0%	1	#N/A
10668302	BST303	BOSTON 2	SUCRE	0	0	0	0	50%	1	#N/A

Fuente: Información suministrada por la Compañía

En el 2008 se realizó adecuación del circuito “Bayunca 1”.

En el 2010 se realizaron para los circuitos de la muestra, las siguientes actividades de mantenimiento:

- Se realizó Poda al total de la muestra de los circuitos, excepto por los circuitos de “Ciénaga Centro Nuevo” y “Boston 2”.
- En el 2010 sólo se realizó lavado a los circuitos de “Salamanca”, “Mercedes”, “LN-534”, “Chambacú 4”, y “Nueva Cospique 2”.
- Se realizó recorrido a la totalidad de los circuitos de la muestra, excepto por: Nueva “Cospique 2” y “Boston 2”.
- En el primer semestre de 2011 se realizaron para los circuitos de la muestra, las siguientes actividades de mantenimiento:
- Se realizó Poda al total de la muestra de los circuitos, excepto por los circuitos de “Sahagún 1” y “Boston 2”.
- En el 2011 sólo se le ha realizado Balanceo a los circuitos de “Guatapuri 4”, “Salguero 1”, “Chinú Planta 2”, “Sahagún 1”, “Ciénaga Centro Nuevo” y “Boston 1”.

- Se realizó recorrido a la totalidad de los circuitos de la muestra, excepto por: Chambacú 4, “Nueva Cospique 2”, “Salguero 1”, “Pradera 5”.
- Un circuito (Bayunca 1) posee presupuesto asignado para ser intervenido por el invierno.

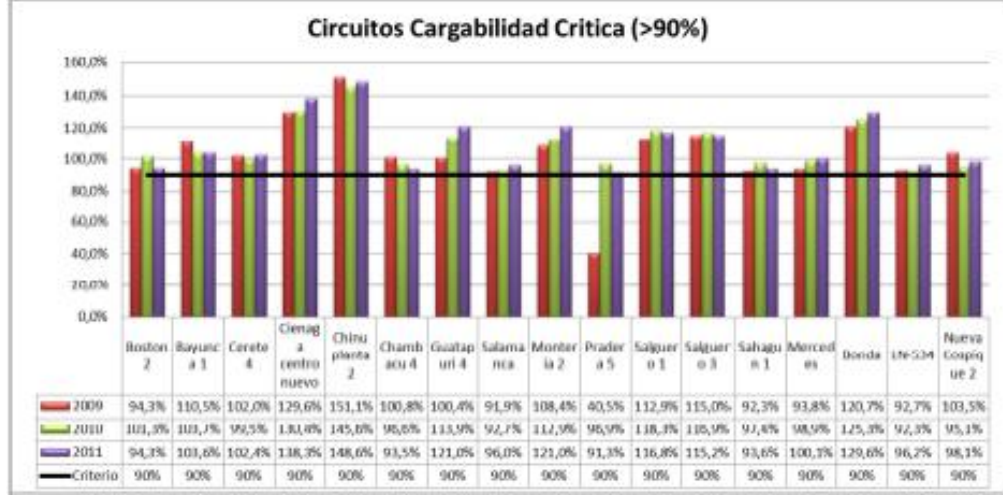
Análisis por cargabilidad máxima

A continuación se muestra la cargabilidad máxima de los circuitos seleccionados en la muestra (17 circuitos):

CODIGO	Matrícula	Nombre del Circuito	Sector	Propiedad	2009	2010	2011
					% Cargabilidad Máxima	% Cargabilidad Máxima	% Cargabilidad Máxima
10777103	MGD306	SALAMANCA	ATLANTICO NORTE	EMPRESA	91,90%	92,70%	96,00%
10837305	SIL313	MERCEDES		EMPRESA	93,80%	98,90%	100,10%
10908925	FLS534	LN-534		EMPRESA	92,70%	92,30%	96,20%
10668901	BYC302	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	EMPRESA	110,50%	103,70%	103,60%
10678504	CMH306	CHAMBACU 4		EMPRESA	100,80%	96,60%	93,50%
10908949	NCO313	NUEVA COSPIQUE 2		EMPRESA	103,50%	95,10%	98,10%
10718504	GUP305	GUATAPURI 4	CESAR	EMPRESA	100,40%	113,90%	121,00%
10836901	SGE304	SALGUERO 1		EMPRESA	112,90%	118,30%	116,80%
10836903	SGE308	SALGUERO 3		EMPRESA	115,00%	116,90%	115,20%
10676904	CER305	CERETE 4	CORDOBA NORTE	EMPRESA	102,00%	99,50%	102,40%
10678002	CPA304	CHINU PLANTA 2		EMPRESA	151,10%	145,60%	148,60%
10778402	MON305	MONTERIA 2		EMPRESA	108,40%	112,90%	121,00%
10806802	PRA307	PRADERA 5		EMPRESA	40,50%	96,90%	91,30%
10837201	SHA302	SAHAGUN 1		EMPRESA	92,30%	97,40%	93,60%
10677301	CIE302	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALENA	EMPRESA	129,60%	130,40%	138,30%
10837701	SMT303	BONDA	SUCRE	EMPRESA	120,70%	125,30%	129,60%
10668302	BST303	BOSTON 2		EMPRESA	94,30%	101,30%	94,30%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Los 17 circuitos cuentan con cargabilidad máxima mayor al 90% por lo menos para 3 de los años evaluados en la auditoría, a excepción del circuito “Pradera 5” que para el año 2009 presentó cargabilidad por debajo del 90% (40,5%).



De acuerdo con lo anterior, los circuitos con mayor Cargabilidad máxima son: “Chinú Planta 2”, “Ciénaga centro nuevo”, “Bonda” y “Guatapurí 4”. El sector donde mayor se presenta circuitos con Cargabilidad máxima por encima del 90% es Córdoba Norte.

Análisis por proyectos de inversión

Teniendo en cuenta lo anterior, analizamos si para estos circuitos la Compañía ha ejecutado inversiones en los últimos 4 años o tienen proyectos de inversión planificados para el corto o mediano plazo. De nuestra revisión evidenciamos:

CODIGO	Nombre del Circuito	Sector	2010 % Cargabilidad Dmáxima	2011 % Cargabilidad Dmáxima	Proyecto Planificado	Estado a octubre de 2011
10777103	SALAMANCA	ATLANTICO NORTE	92,70%	96,00%	Se contempla la construcción del nuevo circuito Veinte de Julio 14 desde la subestación Veinte de Julio	En diseño. Aprobado en el presupuesto aprobado de 2012.
10837305	MERCEDES		98,90%	100,10%	Existe una ficha técnica de Arquitectura de Red, para el proyecto: Ejecutar actuaciones en los circuitos pertenecientes a la estructura de Arquitectura de Red OAS-SIL-CTR ESPIGA APOYADA.	Se encuentra en un 65% de avance.
10908925	LN-534		92,30%	96,20%	Pico instantáneo de demanda ocasionado por algún evento en la red. Cargabilidad se mantiene por debajo del 90%.	No posee proyecto
10668901	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	103,70%	103,60%	De acuerdo con ficha técnica, para dar solución al problema de tensiones del circuito Bayunca 1 y adicionalmente para disminuir el porcentaje de pérdidas técnicas se plantea instalar una subestación en el municipio de	Se encuentra programado para el 2013

CODIGO	Nombre del Circuito	Sector	2010 % Cargabilidad Máxima	2011 % Cargabilidad Máxima	Proyecto Planificado	Estado a octubre de 2011
					San Estanislao 34.5/13.8 kV de 12.5 MVA, la cual se alimentará desde la subestación Calamar con una línea a 34.5 kV de 40 km de longitud.	
10678504	CHAMBACU 4		96,60%	93,50%	No es candidato para intervenir por tener cargabilidad menor al 90% según actualización del cliente. Se evidenció demanda de carga.	No posee proyecto
10908949	NUEVA COSPIQUE 2		95,10%	98,10%	Este es un circuito Industrial por lo cual maneja muchos picos y la cargabilidad representa aquellos picos altos de la línea de carga. Además es un circuito que se descarga con la subestación existente termocartagena de la cual van a salir nuevos circuitos.	No posee proyecto
10718504	GUATAPURI 4		113,90%	121,00%	De acuerdo con la ficha técnica, con el fin de reducir la sobrecarga del circuito, se plantea construir un nuevo circuito Guatapuri 8, que permita dividir la carga y atender las futuras demandas del circuito. Se tiene planeado que sea aprobado en el presupuesto de 2012.	Se tiene planeado que sea aprobado en el presupuesto de 2012.
10836901	SALGUERO 1	CESAR	118,30%	116,80%	<p>Posee una ficha técnica de Arquitectura de Red, para el proyecto: Ejecutar actuaciones de AR sobre los circuitos Guatapuri 2, Salguero 1, Salguero 3, Salguero 4, Valledupar 2 y Valledupar 3 Estructura AR VAL-GUP-SGE ESPIGA.</p> <p>Realizar las actuaciones necesarias para terminar la Arquitectura de Red de los circuitos Guatapuri 2 y Salguero 1 que consiste en la organización de sus derivadas y la instalación de los elementos de protección y seccionamiento faltantes en sus derivadas. Está proyectada para finalizar en el 2011.</p>	Se encuentra en un 60% de avance.
10836903	SALGUERO 3		116,90%	115,20%	<p>Se planea la reconducción del circuito.</p> <p>Ver comentario del circuito anterior.</p>	Se encuentra en un 85% de avance.
10676904	CERETE 4	CORDOBA NORTE	99,50%	102,40%	No es candidato para intervenir por tener cargabilidad menor al 90 % según actualización del cliente. Se evidenció demanda de carga.	No posee proyecto

CODIGO	Nombre del Circuito	Sector	2010 % Cargabilidad Dmáxima	2011 % Cargabilidad Dmáxima	Proyecto Planificado	Estado a octubre de 2011
10678002	CHINU PLANTA 2		145,60%	148,60%	De acuerdo con la ficha técnica, se corrige con el proyecto de Subestación de San Andrés de Sotavento. Para dar solución al problema de tensiones que actualmente presenta el circuito Chini Planta 2 se propone la construcción de una subestación tipo reducida de 34.5/13.8 kV de 6.5 MVA, con dos (2) salidas para circuitos de 13,8 kV, en el casco urbano de San Andrés de Sotavento, que se alimente de Chini Planta a través de una línea a 34.5 kV.	Se tiene planeado que sea aprobado en el presupuesto de 2012.
10778402	MONTERIA 2		112,90%	121,00%	De acuerdo con la ficha técnica, para la descarga de los circuitos Montería 1 y 2 en el 2010 se creó un nuevo circuito Montería 8.	Proyecto Ejecutado. Mayo de 2011.
10806802	PRADERA 5		96,90%	91,30%	Tiene una cargabilidad promedio de 84,8% de acuerdo con el archivo del cliente. No es candidato para intervenir por cargabilidad.	No posee proyecto
10837201	SAHAGUN 1		97,40%	93,60%	De acuerdo con la ficha técnica, la Arquitectura de Red contempla la adecuación de los dos circuitos (Sahagún 1 y Sahagún 2) para formar una estructura tipo "Pétalo" con un punto frontera común que permitirá su apoyo mutuo.	En diseño. . Se tiene planeado que sea aprobado en el presupuesto de 2012.
10677301	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALENA	130,40%	138,30%	Posee Ficha Técnica de Arquitectura de Red, donde se plantea reconducir. Los circuitos Ciénaga Sur Nuevo y Ciénaga Centro Nuevo tienen sus troncales agotadas, atienden un mercado con zonas especiales y subnormales.	Está pendiente la instalación de un SW telecontrolado.
10837701	BONDA		125,30%	129,60%	De acuerdo con ficha técnica, se descarga con diseñar, construir y energizar una línea de 34.5 kv desde la SE santa marta y una nueva subestación bonda 34.5/13.8 kv con un transformador de potencia uno de 6.5 MVA con circuitos de 13.8 kv. Lo anterior, con el fin de mejorar la tensión a la población rural de los corregimientos de Mazinga, Bonda, Guachaca. Disminución de Pérdidas	De los 7.0 Km de Línea 34,5 Kv, ECA construirá 4.0 Km y GENSA 3.0 Km. El proyecto a ejecutar por ECA está cargado en SGT para gestión de materiales con fecha de compromiso Enero 2012.

CODIGO	Nombre del Circuito	Sector	2010 % Cargabilidad Dmáxima	2011 % Cargabilidad Dmáxima	Proyecto Planificado	Estado a octubre de 2011
					técnicas del circuito Bonda y disminución de los índices de calidad.	
10668302	BOSTON 2	SUCRE	101,30%	94,30%	No es candidato para intervenir por tener cargabilidad menor al 90 % según actualización del cliente. Se evidenció demanda de carga.	No posee proyecto

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

- La totalidad de la muestra seleccionada son circuitos propiedad de la empresa.
- 16 circuitos son de 13.8kv y el restante es de 34.5kv Al confrontar los resultados obtenidos con la compañía se puede evidenciar que:
- De acuerdo con el área responsable de la Compañía, seis (6) circuitos de la muestra no son candidatos para intervenir por cargabilidad, debido a que la cargabilidad máxima por encima del 90% se presenta por algunos picos de demanda atípicos en la operación del sistema, en ocasiones por transferencia de carga o en caso de los industriales, por el tipo de carga de los usuarios. Analizamos las cargabilidades mes a mes de estos circuitos (Boston 2, Cereté 4, Chambacú 4, LN-534, Nueva Cospique 2, Pradera 5) identificando que sus cargabilidades están por debajo del 90%, excepto para los circuitos Cereté 4 y Chambacú 4 que tuvieron cargabilidades altas para algunos meses del año; y la LN-534 sólo presentó cargabilidad alta el mes de mayo de 2011.
- Los 11 circuitos restantes cuentan con proyectos de expansión establecidos para descargar la capacidad de los circuitos. Cinco (5) se encuentran programados para los años 2012 y 2013, Otros Cinco (5) circuitos se encuentran en estado de ejecución por parte de la compañía, y el proyecto del circuito “MONTERIA 2” se encuentra ejecutado totalmente desde mayo de 2011.

Circuitos y líneas sin inversión ejecutadas 2009-primer semestre 2011

Con él con el fin de identificar si existen líneas y/o circuitos que no posean inversión realizamos el consolidado de los mismos (786) y le asociamos la inversión de los últimos tres periodos analizados obteniendo los siguientes resultados:

- 250 circuitos presentan cero inversiones desde el 2009 al primer semestre de 2011.

- De estos 250 circuitos, 39 son de Propiedad de Particulares y 166 son propiedad de Electricaribe, 4 son públicos y para los restantes, la empresa no suministro información que permitiera identificar la propiedad.
- Procedimos a analizar las inversiones realizadas en los circuitos de la muestra y obtuvimos los siguientes resultados:

CODIGO	Matricula	Nombre del Circuito	Sector	Área Energética	Propiedad	Inversiones Ejecutadas \$ 2010	Inversiones Ejecutadas \$ Primer semestre 2011
10777103	MGD306	SALAMANCA	ATLANTICO NORTE	VTE-MGD-MLB ESPIGA	EMPRESA	\$ 148.341.176	\$ -
10837305	SIL313	MERCEDES		OAS-SIL-CTR ESPIGA APOYADA	EMPRESA	\$ 74.916.290	\$ -
10908925	FLS534	LN-534		#N/A	EMPRESA	\$ -	\$ -
10668901	BYC302	BAYUNCA 1	BOLIVAR NORTE	BYC ANTENA 1	EMPRESA	\$ 673.106.416	\$ -
10678504	CMB306	CHAMBACU 4		CMB-BQE PETALO APOYADO	EMPRESA	\$ 38.508.067	\$ -
10908949	NCC0313	NUEVA COSPIQUE 2		ZRC-NCO PETALO APOYADO	EMPRESA	\$ -	\$ -
10718504	GUP305	GUATAPURI 4	CESAR	VAL-GUP HUSO	EMPRESA	\$ 98.737.917	\$ -
10836901	SCE304	SALGUERO 1		VAL-GUP-SGE ESPIGA	EMPRESA	\$ 243.210.492	\$ -
10836903	SCE308	SALGUERO 3		VAL-GUP-SGE ESPIGA	EMPRESA	\$ 237.560.997	\$ -
10676904	CER305	CERETE 4	CORDOBA NORTE	CER ESPIGA	EMPRESA	\$ 125.438.338	\$ -
10678002	CPA304	CHINU PLANTA 2		CPA ANTENA 2	EMPRESA	\$ 93.042.611	\$ -
10778402	MON305	MONTERIA 2		MON-PRA ESPIGA APOYADA	EMPRESA	\$ 139.633.277	\$ -
10806802	PRA307	PRADERA 5		PRA-RSI PETALO APOYADO 3	EMPRESA	\$ 105.839.831	\$ -
10837201	SHA302	SAHAGUN 1		SHA PETALO	EMPRESA	\$ 55.626.346	\$ -
10677301	CIE302	CIENAGA CENTRO NUEVO	MAGDALEN A	CIE-RCO ESPIGA	EMPRESA	\$ 116.888.635	\$ -
10837701	SMT303	BONDA		SMT-BON PETALO APOYADO	EMPRESA	\$ 519.220.560	\$ -
10668302	BST303	BOSTON 2	SUCRE	BST-SPA-ECJ ESPIGA	EMPRESA	\$ 119.945.312	\$ -

Fuente: Información suministrada por la Compañía

- De los 17 circuitos de la muestra, dos (2) no cuenta con inversión en el 2010. Los 15 circuitos restantes cuentan con inversiones realizadas en el 2010. Los 17 circuitos no cuentan con inversiones ejecutadas durante el primer semestre de 2011. La LN-534 y el circuito Nuevo Cospique 2 no poseen inversiones durante el 2010 y el primer semestre de 2011.

ANÁLISIS DE SUBESTACIONES

De acuerdo con la información suministrada de la BDI, la compañía a septiembre de 2011, cuenta con las siguientes subestaciones por Propiedad: De propiedad de Electricaribe, existen 163 Subestaciones, 29 Particulares, 11 Públicas y 2 Mixta.

Análisis de cargabilidad en subestaciones
Subestaciones con cargabilidad máxima >90%

Identificamos las subestaciones con cargabilidad por encima de 90%, en el 2011 o en 2 o más años consecutivos:

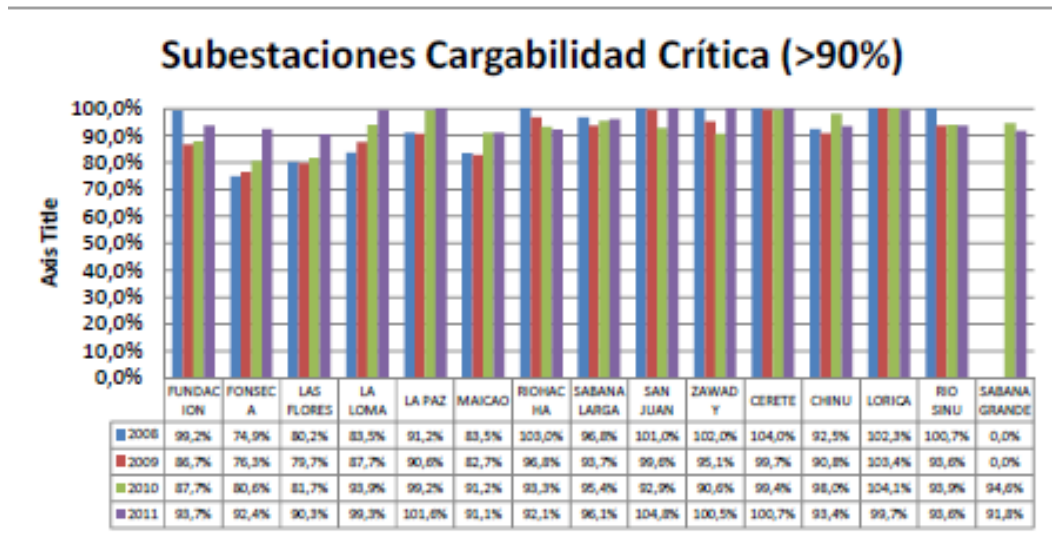
Sector Código	Nombre	Propiedad	Sector	Cargabilidad			
				2008	2009	2010	2011
20027670	LAS FLORES	Empresa	ATLANTICO NORTE	80,20%	79,70%	81,70%	90,30%

Sector Código	Nombre	Propiedad	Sector	Cargabilidad			
				2008	2009	2010	2011
20028371	SABANALARGA	Empresa	ATLANTICO SUR	96,80%	93,70%	95,40%	96,10%
20700359	SABANAGRANDE	Empresa	ATLANTICO SUR	0,00%	0,00%	94,60%	91,80%
20027676	LA LOMA	Empresa	CESAR	83,50%	87,70%	93,90%	99,30%
20027680	LA PAZ	Empresa	CESAR	91,20%	90,60%	99,20%	101,60%
20056769	CERETE	Empresa	CORDOBA NORTE	104,00%	99,70%	99,40%	100,70%
20056772	CHINU	Particular	CORDOBA NORTE	92,50%	90,80%	98,00%	93,40%
20057679	LORICA	Empresa	CORDOBA NORTE	102,30%	103,40%	104,10%	99,70%
20058283	RIO SINU	Empresa	CORDOBA NORTE	100,70%	93,60%	93,90%	93,60%
20027079	FONSECA	Empresa	GUAJIRA	74,90%	76,30%	80,60%	92,40%
20027767	MAICAO	Empresa	GUAJIRA	83,50%	82,70%	91,20%	91,10%
20028272	RIOHACHA	Empresa	GUAJIRA	103,00%	96,80%	93,30%	92,10%
20028374	SAN JUAN	Empresa	GUAJIRA	101,00%	99,60%	92,90%	104,80%
20029087	ZAWADY	Empresa	MAGDALENA	102,00%	95,10%	90,60%	100,50%
20027068	FUNDACION	Empresa	MAGDALENA	99,20%	86,70%	87,70%	93,70%

Fuente: Información suministrada por la Compañía

- Del análisis de cargabilidad de las 205 subestaciones existentes en Electricaribe, 15 poseen cargabilidad máxima por encima del 90%, 14 subestaciones son de Propiedad de ECA y una (1) subestación es de propiedad de un Particular (Chinú). Para llegar a estas 15 subestaciones, identificamos de las 205 subestaciones las subestaciones con Cargabilidad máxima por encima de 90%, en el 2011, o en 2 o más años consecutivos. Tres (3) subestaciones (“Fundación”, “Fonseca” y “Las Flores”) tienen cargabilidad máxima por encima del 90% en el 2011.
- Las subestaciones “La Loma”, “Maicao” y “Sabanagrande” presentaron cargabilidades máximas por encima del 90% para los años 2010 y 2011.

- Y las subestaciones restantes (9 subestaciones) han presentado cargabilidades máximas por encima del 90% en los últimos 4 años. De las cuales 8 subestaciones son de Propiedad de Electricaribe y una de Propiedad de un Particular.
- De las subestaciones que poseen cargabilidad por encima del 100% en el 2011, se revisó el número de horas de sobrecarga en el año, identificando que por semestre se obtuvo un porcentaje de horas de sobrecarga por debajo del 1%, excepto para la subestación de San Juan, cuyo porcentaje fue de 13,52%.
- Los sectores que más poseen subestaciones con Cargabilidad máxima por encima del 90% son: Guajira (26%) y Córdoba Norte (26%).



Teniendo en cuenta lo anterior, analizamos si para estas subestaciones la compañía ha ejecutado inversiones en los últimos 4 años o tienen proyectos de inversión planificados para el corto o mediano plazo. De nuestra revisión evidenciamos:

CODIGO	NOMBRE	Cargabilidad				Proyecto Planificado	Estado	Plan de Expansión
		2008	2009	2010	2011			
20027068	FUNDACION	99,2%	86,7%	87,7%	93,7%	Ampliación subestación Fundación 110/34.5kV	Proyecto Ejecutado. Enero de 2010. Para el 2012 se tiene planeado un nuevo proyecto para disminuir la cargabilidad del transformador de 220/110kV	X
20027079	FONSECA	74,9%	76,3%	80,6%	92,4%	Se resuelve con el proyecto de ampliación de transformación de San Juan	Se resuelve con el proyecto de ampliación de transformación de San Juan.	X
20027670	LAS FLORES	80,2%	79,7%	81,7%	90,3%		No posee proyecto, ya que su cargabilidad en el 2011 de 90,3%, se da, según el departamento de Planificación de Red de Electricaribe, básicamente por condiciones	N/A

CODIGO	NOMBRE	Cargabilidad				Proyecto Planificado	Estado	Plan de Expansión
		2008	2009	2010	2011			
							operativas del sistema, cuando se abren las líneas 505 y 506 para lavado (fuera de servicio). Esta es una actividad de mantenimiento programada. Por lo cual, esta cargabilidad no es crítica para la Compañía.	
20027676	LA LOMA	83,5%	87,7%	93,9%	99,3%	La Loma 110 kV	Proyecto en Ejecución	X
20027680	LA PAZ	91,2%	90,6%	99,2%	101,6%	Ampliación transformación SE La Paz	Proyecto en Ejecución	
20027767	MAICAO	83,5%	82,7%	91,2%	91,1%	Tiene su proyecto de ampliación de Transformación para el 2013 según el plan de expansión 2011-2014.	Planificado para el 2013	X
20028272	RIOHACHA	103,0%	96,8%	93,3%	92,1%	Reemplazo Transformador 115/13.2kV Riohacha	Proyecto en Ejecución	X
20028371	SABANALARGA	96,8%	93,7%	95,4%	96,1%	Tiene su proyecto de ampliación de Transformación para el año 2012.	Planificado para el 2012	X
20028374	SAN JUAN	101,0%	99,6%	92,9%	104,8%	Ampliación Transformación San Juan	Proyecto en Ejecución	X
20029087	ZAWADY	102,0%	95,1%	90,6%	100,5%	Ampliación Transformación SE Zawady	Proyecto en Ejecución	X
20056769	CERETE	104,0%	99,7%	99,4%	100,7%	Ampliación Transformación 34.5/13.8kV Cereté.	Proyecto en Ejecución	X
20056772	CHINU	92,5%	90,8%	98,0%	93,4%	En el plan de expansión se tiene un proyecto de ampliación para la Subestación Chinú para el 2013.	Planificado para el 2013	X

CODIGO	NOMBRE	Cargabilidad				Proyecto Planificado	Estado	Plan de Expansión
		2008	2009	2010	2011			
20057679	LORICA	102,3%	103,4%	104,1%	99,7%	Ampliación de transformación SE Lorica	Proyecto en Ejecución	
20058283	RIO SINU	100,7%	93,6%	93,9%	93,6%	Ampliación Transformación Río Sinú	Proyecto en Ejecución	X
20700359	SABANAGRANDE	0,0%	0,0%	94,6%	91,8%	Subestación Sabanagrande 34.5/13.8kV - 25MVA	Proyecto Ejecutado. Junio de 2009. Programado para el 2013 el remplazo del transformador de 14 MVA por uno de 25 MVA.	X

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

De acuerdo con nuestros análisis evidenciamos:

- Para la totalidad de las subestaciones con cargabilidad máxima por encima del 90% se tienen proyectos de ampliación de transformación o construcción de una nueva subestación, excepto para la subestación “Las Flores” cuya cargabilidad máxima en el 2011 es de 90,3%, lo cual se da, según el departamento de Planificación de Red de Electricaribe, básicamente por condiciones operativas del sistema, cuando se abren las líneas 505 y 506 para lavado (fuera de servicio). Esta es una actividad de mantenimiento programada. Por lo cual, esta cargabilidad no es crítica para la Compañía.

De los 13 proyectos de inversión planificados, evidenciamos que:

- Ocho (8) Proyectos se encuentran en la etapa inicial del proceso de ejecución, es decir, en la etapa de compra de materiales. Para estos 8 proyectos el soporte SAP de aprobación de su presupuesto. Y que sus presupuestos fueron aprobados del 27 de julio de 2011 a noviembre 7 de 2011. (proyectos resaltados en Verde).
- Dos (2) proyectos se encuentran ejecutados. Fundación (enero de 2010) y Sabanagrande (junio de 2009). Para la Subestación de “Sabanagrande” observamos que la cargabilidad mejoró en el 2011 en 2,8 puntos porcentuales con respecto al 2010.

De acuerdo con las indagaciones con el área responsable, en el caso de “Sabanagrande”, el transformador que se instaló en sus inicios se quemó y se remplazó por uno de 14 MVA. Para el 2013 se tiene planteado el remplazo del de 14 MVA por uno de 25 MVA. Para el caso de la subestación de “Fundación”, el proyecto que se ejecutó en el 2010 fue para

disminuir la cargabilidad del transformador 110/34,5 kV y para el 2012 se tiene planeado un nuevo proyecto para disminuir la cargabilidad del transformador de 220/110kV.

- Los proyectos restantes, Uno (1) está programado para ejecutarse en el 2012, y los otros 2 para el 2013. Para los proyectos de “Ampliación de Transformación de la subestación de Sabanalarga” (2012) y “Ampliación de la subestación Chinú” (2013), no tienen presupuesto aprobado, debido a que estos proyectos van a ser ejecutados por Transelca. Evidenciamos para el primer proyecto la carta enviada por Electricaribe el 3 de octubre de 2011, solicitándole a Transelca la instalación del transformador. Y para el segundo proyecto, el contrato firmado entre las partes en agosto de 2011. Es importante aclarar que entre Electricaribe y Transelca existe un contrato de conexión.

El proyecto de ampliación de la subestación Chinú lo va a ejecutar Transelca, debido a que la subestación es de Propiedad del Grupo ISA. Igual que la subestación de Sabanalarga, cuya parte de alta tensión es de propiedad de Transelca.

En conclusión, del análisis de cargabilidad de las 205 subestaciones existentes totales (propiedad Electricaribe, Particulares, Públicas y Mixtas), 15 poseen cargabilidad máxima por encima del 90%. Para la totalidad de estas subestaciones, se tienen proyectos de ampliación de transformación o construcción de una nueva subestación, excepto para la subestación “Las Flores” por la razón expuesta anteriormente.

Para estos 13 proyectos, observamos que Ocho (8) Proyectos se encuentran en la etapa inicial del proceso de ejecución; dos (2) proyectos se encuentran ejecutados y los tres (3) restantes se encuentran planificados para los años 2012 y 2013. Para los proyectos de las Subestaciones de “Fundación” y “Sabalarga”, observamos que se ejecutaron, sin embargo, revisamos que existen proyectos adicionales de inversión para el 2012 y 2013 respectivamente.

Adicionalmente, el porcentaje de horas de sobrecarga en el semestre estuvo por debajo del 1%, excepto para la subestación de San Juan, cuyo porcentaje fue de 13,52%, lo cual nos indica que su porcentaje de horas de sobrecarga fue bajo.

Transformadores de Potencia con cargabilidad máxima >90%

Una vez realizado el análisis a nivel global de subestaciones, procedimos a analizar de manera independiente la Cargabilidad máxima de los transformadores de potencia de cada una de ellas. Identificando los transformadores de potencia con cargabilidad por encima de 90%, en el 2011, o en 2 o más años consecutivos:

Sector	Nombre	2008	2009	2010	2011	Nombre Subestación	Subestación con Cargabilidad máxima por encima del 90%
	Trafo						
Atlántico Sur	AT-SAC01-220	97%	94%	95%	96%	Sabanalarga	SI
Atlántico Sur	T-SBG01		77%	93%	92%	Sabanagrande	SI
Atlántico Norte	T-FLS01	80%	76%	82%	90%	Flores	SI
Atlántico Norte	T-FLS02	80%	83%	82%	90%	Flores	SI

Sector	Nombre	2008	2009	2010	2011	Nombre Subestación	Subestación con Cargabilidad máxima por encima del 90%
	Trafo						
Bolívar Norte	T-TER02	101%	95%	93%	95%	Tenera	No
Bolívar Norte	T-TER03	97%	95%	98%	94%	Tenera	No
Bolívar Norte	T-CMB02	90%	85%	83%	92%	Chambacú	No
Cesar	T-LPZ01	91%	91%	99%	102%	La Paz	SI
Cesar	T-LL001	84%	88%	94%	99%	La loma	SI
Cesar	T-EPA01-110	102%	66%	88%	97%	El Paso	No
Cesar	T-SGE02	102%	83%	82%	90%	Salguero	No
Córdoba Centro	T-CER01	104%	100%	99%	101%	Cereté	SI
Córdoba Centro	T-CHI01	92%	90%	97%	93%	Chimí	SI
Córdoba Centro	T-CHI02	93%	91%	99%	94%	Chimí	SI
Córdoba Centro	T-LOR01	102%	103%	104%	100%	Lortca	SI
Córdoba Centro	T-RSI01-110	92%	94%	94%	94%	Rto Stmí	SI
Guajira	T-RCH01-110	103%	97%	93%	92%	Riohacha	SI
Guajira	T-SJU01-110	101%	100%	93%	105%	San Juan	SI
Guajira	T-MCA01	83%	83%	91%	91%	Maicao	SI
Guajira	T-FON01	75%	76%	81%	92%	Fonseca	SI
Magdalena	T-ZAW01	102%	95%	91%	101%	Zawady	SI
Magdalena	T-FUN01	91%	87%	88%	94%	Fundación	SI

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Los sectores donde observamos mayor número de transformadores de potencia con Cargabilidad máxima por encima del 90% son: Córdoba Centro (22,72% de la muestra), César (18% de la muestra) y Guajira (18% de la muestra). Coincidiendo el sector de Guajira con Subestación y transformadores de potencia cargabilidad máxima por encima del 90%.

Al analizar las cargabilidades de los últimos 4 años, identificamos 22 transformadores de potencia con cargabilidades máximas por encima del 90%, para los cuales evidenciamos que 17 transformadores hacen parte de las subestaciones que revisamos en el punto anterior por cargabilidad. Para los 5 transformadores restantes, revisamos si cuentan con proyectos de inversión para mitigar esta situación, encontrando:

Sector	Nombre Trafo	2008	2009	2010	2011	Nombre Subestación	Subestación con Cargabilidad > 90%	Justificación (Trafos)
Bolivar Norte	T-TER02	101%	95%	93%	95%	Tenera	No	Se realizó la conexión de un banco de condensadores

Sector	Nombre Trafo	2008	2009	2010	2011	Nombre Subestación	Subestación con Cargabilidad > 90%	Justificación (Trafos)
Bolívar Norte	T-TER03	97%	95%	98%	94%	Tenera	No	<p>de 43,2 MVAr en la subestación tenera, con el fin de aliviar la cargabilidad de los transformadores de conexión al STN. Esta solución es provistional mientras que entra en operación el proyecto Bosque a 220 kV, el cual se encuentra en ejecución.</p> <p>También se cuenta con un proyecto de aumento de transformación en Tenera que ya fue ejecutado. Entrada: 22 de Mayo de 2011.</p> <p>De acuerdo con la presentación realizada en el foro de Cartagena, El proyecto Bosque 220 kV 150 MVA está retrasado por la no entrada del proyecto del STN línea 220 Bolívar Bosque.</p>
Bolívar Norte	T-CMB02	90%	85%	83%	92%	Chambacú	No	<p>Existe un proyecto de inversión para la ampliación transformación Chambacú, el cual ya fue ejecutado y entró en operación el 20 de febrero de 2011.</p> <p>De acuerdo con el estudio técnico de evaluación de ampliación de transformación, en el plan de expansión de la ciudad de Cartagena, en el año 2012 o cuando la demanda lo requiera esta proyectado el cambio del nivel de tensión de esta subestación de 66 kV a 110 kV.</p>
Cesar	T-EPA01-110	102%	66%	88%	97%	El Paso	No	<p>De acuerdo con la evaluación económica del proyecto La Loma, El</p>

Sector	Nombre Trafo	2008	2009	2010	2011	Nombre Subestación	Subestación con Cargabilidad > 90%	Justificación (Trafos)
								problema del Paso, Se resuelve con el proyecto de la Subestación La Loma. El cual se encuentra en proceso de ejecución.
Cesar	T-SGE02	102%	83%	82%	90%	Salguero	No	Existe un proyecto de Ampliación subestación Salguero, el cual ya está ejecutado. Entró en operación el 3 de abril de 2011.

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

- La cargabilidad del transformador de la subestación del Paso se resuelve con el Proyecto de la subestación de “la Loma” que se encuentra en proceso de ejecución.
- La cargabilidad de los transformadores de las subestaciones de “Salguero”, “Chambacú”, y los 2 transformadores de la Subestación de “Ternera” se ejecutaron proyectos en abril de 2011, febrero de 2011, y en mayo de 2011 respectivamente.
- Las cargabilidades de los transformadores de potencia de la subestación de ternera se espera mitigar con el proyecto el “Bosque” el cual se encuentra en proceso de ejecución.

De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, los planes de acción para mitigar la cargabilidad máxima de los transformadores restantes son: i) para el 2012 se realizará el cambio del otro transformador de la subestación de Chambacú de 33 MVA por 50 MVA, y ii) en Salguero la cargabilidad está en el 90% que aún para la Compañía se considera aceptable. Sin embargo se está estudiando una alternativa de expansión para el año 2015 que descargara la subestación Salguero.

Acciones en transformadores de potencia

Revisamos los resultados de las pruebas físicos químicas realizadas a los transformadores de Potencia de las subestaciones cuyos transformadores poseen Cargabilidad máxima por encima del 90%, observamos que según los resultados obtenidos la Compañía definió los siguientes planes de mejora:

Subestación	AÑOS SERV.	Serie Equipo	ACCION A EJECUTAR COMO RESULTADO DE LA PRUEBA FÍSICO_ QUÍMICA	PLAN DE MEJORA
Chambacú	32	ELE_S-251106	Realizar plan de trabajo para programar	Cambiado transformador con incremento capacidad a 50 MVA - en Febrero13 2011

Subestación	AÑOS SERV.	Serie Equipo	ACCION A EJECUTAR COMO RESULTADO DE LA PRUEBA FÍSICO_ QUÍMICA	PLAN DE MEJORA	
Rtohacha	32	ELE_7740220	cambio de la unidad en menos de 1 año.	Para Cambiar el 17 de Octubre de 2011	
San Juan	32	ELE_77.40.214		Incluido en Proyecto de Ampliación Subestación San Juan.	
El Paso	26	ELE_8322248	Realizar plan de trabajo para programar cambio de la unidad en aproximadamente 2 años.	Reemplazar Transformador.	
Chitni	(blank)	ELE_88859	Confirmar los valores de humedad y Rigidez. Realizar plan de trabajo para programar cambio de la unidad en menos de 1 año.	Incluido en presupuesto del año 2012	
Cerete	30	ELE_L30267	Confirmar los valores de humedad y Rigidez. En caso reafirmativo realizar el secado	Programado para prueba 2012	
Chambacú	32	ELE_S-251105		Programado cambio de transformador por incremento de capacidad a 50 MVA	
La Paz	(blank)	ELE LA PAZ		Programado para prueba 2012	
Las Flores	41	ELE_D-575011		Programado para prueba 2012	
Loma del Bálsamo	26	ELE_71143		Programado para prueba 2012	
Matcao	20	ELE_P91019747351		Programado para prueba 2012	
Rto Sinú	30	ELE_L30266		Programado para prueba 2012	
Rtohacha	12	ELE_173526-15510		Programado para prueba 2012	
Sabanagrande	27	ELE_48447-1308		Programado para prueba 2012	
Salguero	13	ELE_P9173521-13810		Programado para prueba 2012	
San Juan	26	ELE_12935/T		Programado para prueba 2012	
Fundación	13	ELE_173529-14510		Programar el cambio o regeneramiento del aceite realizando la desludificación y secado de la unidad en menos de 1 año.	Programada ejecución Noviembre 2011
Fonseca	32	ELE_77.40.131		Realizar el cambio o regeneramiento del aceite con secado de la parte activa en menos de 2 años.	El transformador dio trazas contenido de PCB
Chitni	28	ELE_27448	Seguimiento de Pruebas Químicas en 3 años	Programación de Pruebas 2013	
El Paso	16	ELE_5K0094001		Programación de Pruebas 2013	

Subestación	AÑOS SERV.	Serie Equipo	ACCION A EJECUTAR COMO RESULTADO DE LA PRUEBA FÍSICO QUÍMICA	PLAN DE MEJORA
La loma potrerillo	3	ELE_288055		Programación de Pruebas 2013
Las Flores	22	ELE_78468		Programación de Pruebas 2013
Rio Sinú	12	ELE_L30515		Programación de Pruebas 2013
Riohacha	12	ELE_200028		Programación de Pruebas 2013
Salguero	1	ELE_200723		Programación de Pruebas 2013
Tenera	11	ELE_173540-16012		Programación de Pruebas 2013
Zawady	11	ELE_200105		Programación de Pruebas 2013

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

- El transformador de la subestación Chambacú fue cambiado por incremento de capacidad a 50 MVA en Febrero 13 de 2011. El otro transformador de la subestación de chambacú tiene programado cambio de transformador por incremento de capacidad a 50 MVA.
- Un transformador de la subestación de “Riohacha” está programado para cambiar en octubre de 2011. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, en el 2011 se realizó el cambio. (A la espera de los soportes correspondientes).
- El plan de mejora del transformador de la subestación de “San Juan” está incluido en el proyecto de ampliación de la subestación de “San Juan”.
- Los transformadores de potencia de las subestaciones de: “Cereté”, “La Paz”, “Las Flores”, “Loma de Bálsamo”, “Maicao”, “Río Sinú”, “Riohacha”, “Sabanagrande”, “Salguero” y “San Juan” están programados para prueba en el 2012.
- Los transformadores de potencia de las subestaciones de: “Chinú”, “El Paso”, “La Loma Potrerillo”, “Las Flores”, “Rio Sinú”, “Riohacha”, “Salguero”, “Tenera”, “Zawady” tienen programación de pruebas para el 2013.
- El transformador de la subestación “Fundación” tiene programado plan de mejora para noviembre de 2011. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, en el 2011 se realizó el plan. (A la espera de los soportes correspondientes).
- El plan de mejora del transformador de la subestación “Chinú” está incluido en el presupuesto del 2012.

De acuerdo con lo anterior, observamos que Electricaribe realiza pruebas en sus transformadores de Potencia, definiendo planes de acción, tales como cambio de transformador, planeamiento de mantenimientos mayores y ampliación de subestaciones, según los resultados obtenidos. Adicionalmente evidenciamos que llevan el control de los años de servicio de los transformadores de Potencia.

Análisis de inversiones en subestaciones

Con el fin de identificar si existen subestaciones con falta de inversión y alta cargabilidad, analizamos la cargabilidad máxima de las subestaciones que no han tenido inversiones en los últimos 4 años, identificando:

- 52 Subestaciones con cero inversión del 2008 al primer semestre de 2011.
- De estas 52 subestaciones, 23 son de Propiedad de Particulares, por lo tanto la responsabilidad de inversión no está en cabeza de Electricaribe sino del Propietario.
- De estas 52 subestaciones, 22 son de Propiedad de Electricaribe, para la cual sólo una subestación "La Loma" presenta cargabilidad máxima por encima del 90% en los años 2010 y 2011. Subestación que posee un proyecto de inversión planificado, el cual consiste en la construcción de una nueva subestación 110/34.5kV/13.8 50/30/20 MVA en La Loma Cesar y una línea 110kV de 48 km de longitud La Jagua – La Loma, con el fin de tener un punto de inyección de potencia en el ámbito de las subestaciones: “La Aurora”, “Chiriguaná”, “San Roque” y “Curumaní”.

Los objetivos de este proyecto son:

- Atender el crecimiento del mercado en la subestación La Loma y las Provisiones de Servicio de las minas de carbón.
- Asegurar la atención de la demanda en el ámbito de las subestaciones Chiriguaná, San Roque y Curumaní, evitando el colapso de las tensiones mediante la ejecución de un punto de inyección de potencia a 110kV.
- Mantener los niveles de tensión dentro del rango establecido en la regulación vigente.
- Este proyecto actualmente se encuentra en la etapa inicial del proceso de ejecución, es decir, en la etapa de compra de materiales, entre otros. Por lo tanto se espera que este proyecto entre en operación en el 2012, y solucione los problemas de cargabilidad en esta subestación.
- De estas 52 subestaciones, 7 son de Propiedad Pública, cuyas cargabilidades en los últimos años está por debajo del 77%.

Por lo tanto, observamos que las subestaciones de propiedad de Electricaribe que no han tenido inversiones del 2008 al primer semestre de 2011, no poseen cargabilidad máxima por encima del 90%, excepto por la subestación “La Loma”, la cual ha tenido cargabilidad máxima por encima del 90% en el 2010 y 2011. Sin embargo, posee un proyecto de inversión planificado para mitigar esta situación. Por lo tanto, las subestaciones que no poseen inversión en los últimos 4 años no poseen problemas de Cargabilidad, excepto por la subestación “La Loma”.

Análisis mantenimiento en subestaciones

Solicitamos el detalle de los mantenimientos realizados del 2008 al primer semestre de 2011. La información suministrada por la empresa fue entregada detallada y se procesó de la siguiente manera:

- Años 2008 y 2009: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas.
- Año 2010: Se consolidó la información por cantidades de mantenimientos, puesto que las actividades no se encontraban estandarizadas. Sin embargo, se logró clasificar las actividades de mantenimiento de acuerdo con las siguientes categorías:
- Expansión, por emergencia, normal, mantenimiento mayor.
- Mantenimiento primer semestre 2011: Número de actividades de mantenimiento clasificadas en: (estructuras lavadas, bahías lavadas, poda ligera, poda exhaustiva, poda ligera rural, poda exhaustiva rural, termografía subestaciones, ensayo transformadores, pruebas equipos subestaciones, prueba de aceites, mantenimiento de bahías, mantenimiento banco de baterías, mantenimiento trafo.
- Mantenimiento protecciones y telecontrol primer semestre de 2011: se consolidó la información de cantidades de mantenimiento por tipo de actividad. Debido a que no fue posible unificar la información de los 4 años de la misma manera, se consolidó una tabla con el número de mantenimientos realizados, con el fin de identificar si se habían ejecutado o no mantenimiento en las subestaciones.

Mantenimiento Subestaciones Propiedad de Electricaribe

Analizamos el número de mantenimientos realizados a cada una de las subestaciones de Propiedad de Electricaribe (163 subestaciones) desde el 2008 al primer semestre de 2011, observando:

- En el 2010 se realizaron actividades de mantenimiento para el total de subestaciones de Propiedad de Electricaribe.

- En el 2009, se realizaron actividades de mantenimiento para el total de subestaciones, excepto por: la subestación de “San Luis”, “Monterrey” y “Cañabraval”. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, lo anterior se debe a que son subestaciones menores de 1 MVA y según su política de mantenimiento estas pueden ser excluyentes de su plan de mantenimiento. Para estas subestaciones durante el primer semestre de 2011, se realizaron actividades de mantenimiento de termografía (excepto por la subestación Cañabraval).
- En el 2008, se realizaron actividades de mantenimiento para el total de subestaciones, excepto por: la subestación de “Puerta de Oro”, “Membrillal”, “Sabanagrande” y “Argos”. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, lo anterior se debe a que todavía estas subestaciones no se encontraban en servicio. En cuanto a la Subestación de Argos no es de propiedad de la empresa.
- En el primer semestre de 2011 no se realizaron actividades de mantenimiento de protecciones y telecontrol para 33 subestaciones.
- En el primer semestre de 2011:
 - No se realizaron estructuras lavadas, excepto para la subestación de: “Zaragocilla”.
 - Se realizó lavado de Bahías para las subestaciones de: “Bocagrande”, “Bosque”, “Bayunca”, “Cambacú”, “María la Baja”, “Mamonal”, “Zaragocilla”, “Baranoa”, “Cordialidad”, “Centro”, “Las Flores”, “Malambo”, “Oasis”, “Silencio”, “La Unión (Atlántico)”, “Veinte de Julio”, “Nueva Cospique”, “Candelaria (Bolívar)”, “El Río”, “Membrillal”.
 - Se realizó termografía para la totalidad de las subestaciones, excepto para 38 subestaciones.
 - Se realizó termografía línea para la subestación de “Candelaria”.
 - Se realizó ensayo de transformadores para las subestaciones de: Aguas Blancas, Arjona, Arroyo de Piedra, Aracataca, Guacamayal, Camarones, La Retirada, Mariangola, Pailitas, Silencio, Valencia, Villanueva, La Jagua, Zawady, El , La Unión (Sucre), Ovejas, Tolú, Colomboy, Cerete, Cienaga de Oro, Cotorra, Los Cordobas, Lorica, Monteria, Pradera, Puerto Escondido, San Antero, Sena, Tres Palmas, Tierralta, Tres Esquinas, Ariguani, Puerto Badel, El Rio.
 - Se hicieron pruebas básicas de equipos para las subestaciones de “Rio Magdalena” y “Puerto Badel”.
 - Se realizaron pruebas de aceites para la subestación de “Puerto Badel”.

- Se realizaron mantenimiento de Bahías a 72 subestaciones, y mantenimiento de Banco de Baterías a 92 subestaciones.
- Se realizaron mantenimiento de Trafos de 79 subestaciones

Mantenimiento Subestaciones Total Sistema de Distribución

A partir de nuestro análisis respecto a la ejecución de actividades de mantenimiento en los años 2009 y 2010 encontramos que existen subestaciones que no fueron beneficiadas con el plan de mantenimiento (no registran actividades de mantenimiento).

Del total de subestaciones del sistema de distribución, a 18 subestaciones no se les realizó mantenimiento durante 2 años consecutivos (años 2009 y 2010), de las cuales, 14 son de Propiedad de Particulares, 4 son de propiedad Pública. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, el mantenimiento de las subestaciones públicas es de responsabilidad de Electricaribe (no existen contratos escritos) y el mantenimiento de las subestaciones Particulares es de responsabilidad de los Particulares. De acuerdo con las indagaciones efectuadas con el área responsable, para dos subestaciones de propiedad Pública (Nueva Granada y San Andrés de Sotavento) no se ha realizado mantenimiento debido a que estas subestaciones entraron en servicio recientemente. Para el primer semestre de 2011, no se observan mantenimientos de protecciones y telecontrol para estas subestaciones, como tampoco mantenimientos de lavado, poda, racionalización, entre otros, excepto por actividades de termografía, mantenimiento de Bahías y mantenimiento trafo, para la subestación de “Astrea”.

Mantenimiento Subestaciones con Cargabilidad máxima por encima del 90%

Para las subestaciones con cargabilidades máximas por encima del 90% (14 Propiedad de ECA y 1 Particulares), observamos:

Código	Nombre	Propiedad	Sector	Cargabilidad máxima			
				2008	2009	2010	2011
20027079	FONSECA	Empresa	GUAJIRA	74,9%	76,3%	80,6%	92,4%
20027767	MAICAO	Empresa	GUAJIRA	83,5%	82,7%	91,2%	91,1%
20028272	RIOHACHA	Empresa	GUAJIRA	103,0%	96,8%	93,3%	92,1%
20028374	SAN JUAN	Empresa	GUAJIRA	101,0%	99,6%	92,9%	104,8%
20027670	LAS FLORES	Empresa	ATLANTICO NORTE	80,2%	79,7%	81,7%	90,3%
20027676	LA LOMA	Empresa	CESAR	83,5%	87,7%	93,9%	99,3%
20027680	LA PAZ	Empresa	CESAR	91,2%	90,6%	99,2%	101,6%
20028371	SABANALARGA	Empresa	ATLANTICO SUR	96,8%	93,7%	95,4%	96,1%
20700359	SABANAGRANDE	Empresa	ATLANTICO SUR	0,0%	0,0%	94,6%	91,8%
20029087	ZAWADY	Empresa	MAGDALENA	102,0%	95,1%	90,6%	100,5%
20027068	FUNDACION	Empresa	MAGDALENA	99,2%	86,7%	87,7%	93,7%
20056769	CERETE	Empresa	CORDOBA NORTE	104,0%	99,7%	99,4%	100,7%
20056772	CHINU	Particular	CORDOBA NORTE	92,5%	90,8%	98,0%	93,4%
20057679	LORICA	Empresa	CORDOBA NORTE	102,3%	103,4%	104,1%	99,7%
20058283	RIO SINU	Empresa	CORDOBA NORTE	100,7%	93,6%	93,9%	93,6%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

- Que durante el 2011 se realizaron mantenimientos de protección y telecontrol para el total de las 15 subestaciones, excepto por las subestaciones de “Sabanagrande” y “Chinú” (Particular).
- En el 2009 y 2010 se realizaron mantenimientos a la totalidad de las subestaciones con cargabilidad máxima por encima del 90%.
- En el 2008 se realizaron mantenimientos a la totalidad de las subestaciones Cargabilidad máxima por encima del 90%, excepto a la de “Sabanagrande”.
- En el primer semestre de 2011, solo se realizaron las actividades de mantenimiento de:
 - Bahías lavadas para la subestación “Las Flores”.
 - Termografía para las subestaciones de “Zawady”, “San Juan”, “Sabanalarga”, “Riohacha”, “Maicao”, “La Paz”, “La Loma”, “Las Flores”, “Fonseca” y “Fundación”.
 - Ensayo de transformadores para las Subestaciones de “Zawady”, “Cereté” y “Lorica”.
 - Mantenimiento de Bahías para las subestaciones de “Las Flores”, “Sabanalarga”, “Cereté”, “Lorica” y “Río Sinú”.
 - Mantenimiento de Banco de Baterías para la totalidad de las subestaciones críticas, excepto por la subestación de “Chinú” y “Sabanagrande”.
 - Mantenimiento de trafos para la totalidad de las subestaciones críticas, excepto por las subestaciones de “Fundación”, “las Flores”, “Sabanalarga”, “Chinú”, “Lorica”, “Río Sinú” y “Sabanagrande”.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se evidencia que la Compañía requiere con urgencia la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento que le permita planificar, realizar seguimiento y análisis de resultados para todo el proceso de mantenimiento.

CONCLUSIONES

Incumplimiento de DES

De los 786 Circuitos y Líneas de Electricaribe para las cuales se analizó información, existen 93 (Equivalente al 11.8%) que presentan incumplimiento constante del indicador de calidad DES en por los menos dos trimestres de cada año para el periodo analizado (2008 – 2011). La duración de las causas de este incumplimiento corresponden en su mayoría a eventos no programados (69%), el restante 31% corresponde a eventos programados.

Las causas no programadas que aportan al incumplimiento del DES son: líneas primaria (18,2%), lluvias (13,9%), cruceta (10%), causa no identificada (9.6%), alta vegetación (7,7%). Estas causas han presentado mejoramiento en el periodo 2.009 – 2.010 con excepción de la causa de “líneas primarias” que mejoró en el 2009 pero desmejoró en el 2010

Las causas programadas más significativas para los circuitos que incumplieron DES en por lo menos dos trimestres de cada periodo son: líneas lavado de aisladores (15,8%), aisladores (12.3%), conductor (11,1%), apoyo (9.4%) y cruceta (7%), las cuales han presentado disminución en el tiempo excepto por la causa de “conductores” que se incrementó en el 2010.

Los circuitos que presentaron mayor duración de interrupciones desde el 2008 hasta el primer semestre de 2011, son: Luruaco, Sur de Bolívar, Colomboy, Berastegui, Montecristo (Bolívar), Achi – Bolívar, Saco, Verónica, Cotorra, Las Palomas, la Ye, Tres Esquinas, Acueducto, El Regidor y Bayunca 2.

De los 93 circuitos y líneas en mención se identificaron dos circuitos (Montelibano y Montecristo) y una línea (Ln-572) sin actividades de mantenimiento desde enero de 2010 hasta junio de 2011. Según la empresa, el circuito Montecristo y la línea 572 son propiedad de particulares por tanto no les realizan actividades de mantenimiento.

De los 93 circuitos que no cumplen con DES, 22 (24%) poseen a junio de 2011 cargabilidad máxima por encima del 90% en el 2011, 13 de ellos presentan cargabilidad máxima por encima del 100%.

De los 93 circuitos, a 15 circuitos no se les ha realizado inversiones en el periodo comprendido entre el 2008 hasta el primer semestre de 2011. Dos de estos circuitos son de propiedad de Particulares. Adicionalmente, 7 de estas líneas no poseen demanda en el primer semestre de 2011.

Incumplimiento de FES

Del cuadro de indicadores de calidad (cumple o No Cumple) descargados del SUI por trimestres del 2008 al primer trimestre de 2011, seleccionamos los circuitos que no cumplen con FES por lo menos en dos trimestres de cada año. De la combinación de criterios anteriores, obtuvimos 53 circuitos/líneas que no cumplen con FES.

Tomando en cuenta las causas de las interrupciones y duración de las mismas reportadas en los formatos B1, las causas del incumplimiento de los indicadores FES son 90% eventos no programados y 10% eventos programados.

Los circuitos que presentaron mayor FES de 2008 al primer semestre de 2011, son: Luruaco, Rotinet, Sur de Bolívar, Barrancas 2 (particular), Bayunca 2, Cotorra, la Ye, Tres Esquinas, LN-572 (particular).

En cuanto a las causas no programadas de los circuitos que incumplieron FES, las que presentan mayor frecuencia son: causa no identificada (22.7%), lluvias (18,7%), líneas primaria (11,8%), puente primario (7,7%) y alta vegetación (6%). Estas causas han disminuido en el tiempo excepto la causa de “Alta vegetación” que se ha incrementado en el 2009 y 2010.

Las causas programadas que influenciaron mayoritariamente el incumplimiento del FES en por lo menos dos trimestres de cada periodo son: aisladores (12%), conductor (11,1%), cruceta (10,8%), interruptor (10,8%) y apoyo (10%) las cuales han mejorado a excepción de las causas de “conductores” y de “apoyo” que tenían una tendencia decreciente pero en el primer semestre de 2011 superó la frecuencia presentada en todo el año 2010. Adicionalmente, las causas de “cruceas” y de “interruptores” se incrementaron en el 2009, pero mejoraron en el 2010.

De los 53 circuitos y líneas que incumplieron FES se identificaron dos circuitos (Montecristo y El Paraíso) y una línea (Ln-572) sin actividades de mantenimiento desde enero de 2010 hasta junio de 2011. Según la empresa, estos activos son propiedad de particulares por tanto no les realizan actividades de mantenimiento.

De los 53 circuitos que no cumplen con FES, 10 presentaron cargabilidad por encima del 90% en el periodo 2009 al primer semestre de 2011. De estos 10 circuitos, 5 poseen cargabilidad máxima por encima del 100%.

De los 53 circuitos/líneas, a 4 circuitos/líneas no se les ha realizado inversiones en el periodo comprendido entre el 2008 y el primer semestre de 2011, de los cuales la LN-572 es de propiedad de particular:

Total empresa

Se analizó la información disponible de mantenimiento de las 786 líneas y circuitos identificando aquellos que no registran actividades de mantenimiento en los últimos 4 años (2008 - primer semestre 2011) para las líneas; y mantenimiento en el 2010 y primer semestre de 2011 para los circuitos, obteniendo que existen 42 (5.3%) líneas y circuitos sin mantenimiento en el periodo mencionado (para MT se tomó solo 2010 y 2011 por que solo contamos con información de estos años para los circuitos).

Del análisis de estos 42 circuitos y líneas, identificamos que: 31 circuitos (95%) corresponden a circuitos de media tensión y 11 corresponden a líneas, De las 11 líneas, 7 corresponden a particulares, De los 31 circuitos, 7 son de particulares, 2 no poseen propiedad identificada y dos son de propiedad pública.

Se analizó la información disponible de inversiones para los 786 circuitos y líneas identificando que: Existen 250 (32%) líneas y circuitos sin inversión en los últimos 4 años.

De las 250 líneas y circuitos sin inversión, 45 (18%) corresponden a líneas de alta tensión, 169 (68%) a circuitos de media y baja tensión, 26 (10.4%) son circuitos virtuales y 10 (4%) circuitos que no se identificaron. De las 250 líneas y circuitos analizadas, 166 (66.4%) son de propiedad de la empresa, 39 son particulares, para 41 (16.4%) circuitos y líneas no se pudo identificar la propiedad (dentro de estas están los 26 circuitos virtuales), y 4 (1.6%) son de propiedad pública.

Analizamos la información disponible de cargabilidad máxima para los 786 líneas y circuitos que existen en el sistema de distribución de cobertura de Electricaribe, identificando aquellos que presentaron cargabilidad máxima mayor a 90% en 2 de los últimos tres años (2009-2011), obteniendo un total de 15 líneas de alta tensión y 97 circuitos. El detalle de las actividades de mitigación se encuentra en las tablas de los numerales 1.5.1 y 1.5.2 del documento.

De las líneas que poseen cargabilidad por encima del 100% en el 2011, se revisó el número de horas de sobrecarga en el año, identificando que por semestre se obtuvieron porcentajes de sobrecarga por debajo del 1%, excepto para las líneas 599 y 538, cuyos porcentajes fueron de 12,37% y 2,56% respectivamente.

Para los circuitos con alta cargabilidad, Cincuenta y seis (56) cuentan con proyectos planificados por la compañía para abordar la cargabilidad máxima de los circuitos, de los cuales 46 están planificados y aprobados para el 2011, y los 10 restantes están planificados para el 2012 (pero aún no se encuentran aprobados presupuestalmente por la Compañía). Siete (7) proyectos de los 46 aprobados para el 2011, ya entraron en operación.

Veintiocho (28) circuitos no serán intervenidos por la empresa dentro del plan de mejora de circuitos por cargabilidad máxima, puesto que la cargabilidad se presenta por situaciones tales como: Son circuitos industriales con picos de cargas, Presentan picos de carga por transferencias y carga transferida por ola invernal, es decir que las sobrecargas son puntuales.

En por lo menos 3 de los 4 últimos años no se han realizado inversiones para 8 de los 97 circuitos analizados y 34 no cuentan con inversión planificadas por la compañía en los 3 últimos años (2009-2011).

Teniendo en cuenta los 97 circuitos anteriores, la Compañía generó un informe con el número de horas en que los circuitos estuvieron con una cargabilidad mayor al 100% y con cargabilidad entre 90% y 100% durante el primer semestre de 2011. Del anterior informe identificamos:

- Para 21 circuitos, el porcentaje de horas en que estuvo por encima de una cargabilidad del 100% fue menor del 9% durante el primer semestre de 2011.
- Para 19 circuitos, el porcentaje de horas en que estuvo por encima de una cargabilidad del 100% fue en promedio del 15%, durante el primer semestre de 2011

Se realizó el análisis de la información de cargabilidad de las 205 subestaciones existentes en Electricaribe y encontramos que 15 poseen cargabilidad máxima por encima del 90%, 14 subestaciones son de Propiedad de ECA y una (1) subestación es de propiedad de un Particular (Chinú). De estas 15 subestaciones se encontró que 4 presentan cargabilidad por encima del 100%.

Para las subestaciones que poseen cargabilidad por encima del 100% en el 2011, se revisó el número de horas de sobrecarga en el año, identificando que por semestre se obtuvo un porcentaje de horas de sobrecarga por debajo del 1%, excepto para la subestación de San Juan, cuyo porcentaje fue de 13,52%. En el numeral 2.1.1 se encuentra el detalle de las actividades de mitigación programadas por la empresa. Para la totalidad de las subestaciones con cargabilidad máxima por encima del 90% se tienen proyectos de ampliación de transformación o construcción de una nueva subestación, excepto para la subestación “Las Flores” cuya cargabilidad máxima en el 2011 es de 90,3%, lo cual se da, según el departamento de Planificación de Red de Electricaribe, básicamente por condiciones operativas del sistema, cuando se abren las líneas 505 y 506 para lavado (fuera de servicio). Esta es una actividad de mantenimiento programada. Por lo cual, esta cargabilidad no es crítica para la Compañía.

5.1. La ejecución del plan de mantenimiento a diciembre de 2011 es:

Mantenimiento Protección y Telecontrol 2011

La ejecución general del plan de mantenimiento de alta tensión es de 82,6%.

LÍNEA DE ACCIÓN	INDICADOR	TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
TELECONTROL/ RTU/ SCC	= N° SISTEMAS	PLAN	13	88	116	69	85	110	86	76	55	41	35	11	785	
		REAL	13	78	99	55	64	95	61	66	42	31	30	18	644	
	= % AVANCE	META	2%	11%	15%	9%	11%	14%	11%	10%	7%	5%	4%	1%	100%	
		REAL	2%	10%	13%	7%	8%	12%	8%	8%	5%	4%	4%	1%	82%	
	PRUEBAS PROTECCIONES	= N° PROTECCIONES	PLAN	9	20	8	15	19	20	16	49	39	41	39	0	275
			REAL	7	11	4	6	9	11	12	16	2	16	18	0	114
= % AVANCE		META	3%	7%	3%	9%	7%	7%	6%	10%	14%	15%	14%	0%	100%	
		REAL	3%	4%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	1%	7%	3%	0%	41%	
INSPECCIONES TABLEROS /RENK		= N° TABLEROS	PLAN	64	125	128	141	161	147	113	147	131	56	61	44	1368
			REAL	57	86	119	114	152	98	46	118	104	50	31	19	974
	= % AVANCE	META	9%	9%	13%	10%	12%	11%	8%	11%	10%	4%	4%	3%	100%	
		REAL	4%	6%	9%	8%	11%	7%	3%	9%	8%	2%	2%	1%	72%	

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

El porcentaje de ejecución del plan de mantenimiento de Protección y Telecontrol a diciembre de 2011 es de 75,3%. Lo cual se debe, a que la línea de acción “Pruebas de

Protecciones” se ejecutó en un 41%, debido a que se desvió el recurso para las obras de recuperación invernal.

Mantenimiento Alta Tensión 2011

El porcentaje de ejecución del plan de mantenimiento de Alta Tensión a diciembre de 2011 es de 85,8%. Este porcentaje de ejecución se debe a que se aplazaron para el 2012 las pruebas de transformadores y aceites.

LÍNEA DE ACCIÓN	INDICADOR	TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
MANTENIMIENTO DE BAHÍAS	N° BAHÍAS	PLAN	37	50	94	79	100	82	75	65	53	51	64	0	750
		REAL	20	30	82	64	65	59	62	47	30	26	46	0	530
	% AVANCE	META	5%	7%	13%	11%	11%	10%	9%	7%	7%	9%	9%	9%	100%
		REAL	3%	5%	11%	9%	9%	8%	8%	6%	4%	3%	6%	9%	72%
LAVADO LINEAS AT	N° LINEA	PLAN	24	29	29	21	27	35	0	0	0	0	0	0	146
		REAL	24	29	27	24	21	35	0	0	0	0	0	0	134
	% AVANCE	META	16%	29%	29%	18%	18%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
		REAL	14%	29%	18%	14%	14%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	92%
PODA AT	N° LINEA	PLAN	13	17	24	17	18	20	19	33	10	8	8	6	113
		REAL	12	14	23	17	15	20	17	33	10	8	7	5	101
	% AVANCE	META	7%	9%	12%	9%	9%	10%	10%	17%	5%	4%	4%	3%	100%
		REAL	6%	7%	12%	9%	8%	10%	9%	17%	5%	4%	4%	3%	94%
TROCHA AT	N° LINEA	PLAN	4	2	1	1	0	1	2	2	1	1	2	3	25
		REAL	1	2	1	1	0	1	2	2	1	1	0	0	17
	% AVANCE	META	16%	8%	4%	4%	0%	4%	8%	20%	4%	4%	8%	12%	100%
		REAL	4%	8%	4%	4%	0%	4%	8%	20%	4%	4%	0%	0%	60%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

LÍNEA DE ACCIÓN	INDICADOR	TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
TERMOGRAFÍA LINEAS AT	N° LINEA	PLAN	7	13	11	10	9	24	6	15	4	2	0	0	101
		REAL	7	12	11	10	9	23	5	15	4	2	0	0	98
	% CUMPLIMIENTO	META	7%	13%	11%	10%	9%	24%	6%	15%	4%	2%	0%	0%	100%
		REAL	7%	12%	11%	10%	9%	23%	5%	15%	4%	2%	0%	0%	97%
TERMOGRAFÍA SSEE AT	N° SSEE	PLAN	59	174	6	6	93	43	145	6	0	1	40	28	601
		REAL	59	173	5	6	93	43	135	6	0	1	0	28	548
	% CUMPLIMIENTO	META	10%	29%	1%	1%	15%	7%	24%	1%	0%	0%	7%	5%	100%
		REAL	10%	29%	1%	1%	15%	7%	22%	1%	0%	0%	0%	5%	91%
PRUEBAS DE ACEITES TRAFOS	N° TRAFOS	PLAN	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	52	54
		REAL	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2
ENSAYO TRANSFORMADOR	N° TRAFOS	PLAN	7	2	15	7	18	13	10	2	5	5	5	0	98
		REAL	1	0	12	6	12	8	6	0	0	1	1	0	47
PRUEBAS BÁSICAS EQUIPOS SSEE	N° EQUIPOS	PLAN	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
		REAL	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
METO PREDICTIVO SSEE	% CUMPLIMIENTO	META	0%	2%	10%	6%	12%	9%	7%	2%	3%	3%	3%	10%	100%
		REAL	1%	4%	8%	6%	8%	5%	6%	0%	0%	1%	1%	4%	35%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Proyectos de Alta Tensión Puestos en Servicio.

Los proyectos de Alta Tensión puestos en servicio en el 2011 fueron:

PLAN DE INVERSIÓN	PROYECTOS	FECHA PUESTA EN SERVICIO	Inversión CARIBE	Inversión NACIÓN	Inversión TOTAL
Mejora Calidad del Servicio	Subestación CHAMBACU	20 de Febrero de 2011	3.555	0	3.555
Mejora Calidad del Servicio	Subestación MANZANARES	27 de Febrero de 2011	5.716	0	5.716
Mejora Calidad del Servicio	Subestación GALERAS	4 de Marzo de 2011	105	285	390
Mejora Calidad del Servicio	Subestación SANTA INES	24 de Marzo de 2011	0	409	409
Mejora Calidad del Servicio	Subestación SALGUERO	3 de Abril de 2011	2.290	0	2.290
Mejora Calidad del Servicio	Subestación NUEVA GRANADA	15 de Abril de 2011	212	781	993
Mejora Calidad del Servicio	IAR Subestación ZARAGOCILLA	13 de Febrero de 2011	518	0	518
Mejora Calidad del Servicio	IAR Subestación RIO MAGDALENA	4 de Marzo de 2011	518	0	518
Mejora Calidad del Servicio	IAR Subestación RIOMAR	29 de Marzo de 2011	216	0	216
Mejora Calidad del Servicio	IAR Subestación MONTERIA	29 de Marzo de 2011	269	0	269
Mejora Calidad del Servicio	IAR Subestación PUERTA DE ORD	10 de Abril de 2011	120	0	120

Las propuestas de Inversión de Desarrollo de Alta Tensión aprobados en el 2011 son:

Código PI	Nombre del Proyecto	Importe P.L.C.C.P.	Presentación de PI	Visto Bueno Sr. Manolo Borotto	Fecha Creación SAP	Fecha de Aprobación
999000016363	SUB TERMOFLORES 220KV: AMPLIACION DE TRANSFORMACION	7.702.152.659				Aprobada 2010
999000016367	SUB EL BOSQUE: AMPLIACION DE TRANSFORMACION	30.646.000.000				Aprobada 2010
999000016375	SUBEST. 110KV LA SIERPE Y LINEA 110KV LA SIERPE-SAN MA	29.178.614.727				Aprobada 2010
999000016368	SIE BAYUNCA: INSTA. TRANSF POT 50/50/20 MVA A 110/66/13,8	2.900.000.000				Aprobada 2010
999000016369	COMPRAS INST. TRANSFORM. SIE CHAMBACU 110/66/13,8 KV	2.806.000.000				Aprobada 2010
999000016370	SUB 66 KV BOSQUE: REPOSICIÓN TRANSFORMADOR 20 MVA	2.413.000.000				Aprobada 2010
999000016666	SUBESTACION JUAN MINA 110 KV	17.566.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	13-Abr-11
999000016670	CONDENSACION CAPACITIVA CURUMANI	920.362.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	11-Abr-11
999000016671	CONDENSACION CAPACITIVA 34,5KV SUBESTACION CERETE	796.748.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	11-Abr-11
999000016125	CONEXION PROYECTOS IAR	4.668.110.714	Oct-10	Nov-10	Dic-10	26-Abr-11
999000016139	CONEXION PROYECTOS ESTADO - ALTA Y MEDIA TENSION	9.719.735.649	Oct-10	Nov-10	Dic-10	26-Abr-11
999000016701	2011. REPOSICIÓN CABLE DE POTENCIA 66KV BOGAGRANDE	6.622.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	05-May-11
999000016660	NUOVA CELDA 13,8KV CUENTE ELASA SUBESTACION YDUI	163.000.000	Oct-10	Nov-10	Feb-11	03-Jun-11
999000016663	REEMPLAZO TRANSFORMADOR NO. 2 DE RICHACHA	1.200.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016622	AMPLIACION LINEA 538 RIO SINU - PRADERA	1.269.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016642	AMPLIACION TRANSFORMACION RIO SINU	5.678.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016643	AMPLIACION TRANSFORMACION SAN JUAN 110/34,5/13,8 KV	6.042.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016661	AMPLIACION TRANSFORMACION ZAWADY 34,5/13,8 KV	2.038.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016641	AMPLIACION TRANSFORMACION MALAMBO 110/34,5/13,8 KV	8.862.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	29-Jul-11
999000016667	PROYECTO SUBESTACION MANZANILLO 66 KV	36.127.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	29-Jul-11
999000016691	AMPLIACION TRANSFORMACION SE CANDELARIA 220/110KV	8.664.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	29-Jul-11
999000016604	OPTIMIZACION CAPACIDAD INSTALADA DE TRANSFORMADORE	3.063.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	27-Jul-11
999000016662	2011. AMPLIACION TRANSFORMACION VILLA ESTRELLA 66/13,8	8.696.000.000,00	Oct-10	Nov-10	Ene-11	29-Jul-11
999000019060	NUOVA CELDA 34,5 KV CUENTE RIVERPORT	391.000.000	Jul-11	Jul-11	Jul-11	09-Ago-11
999000016662	AMPLIACION DE TRANSFORMACION EN LA SUBESTACION CER	1.988.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	28-Sep-11
999000016665	LINEA 110KV CHINO - BOSTON	3.492.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	28-Sep-11
999000016376	TRASLADO SIE EL CARMEN DE BOLIVAR (COMPLEMENTARIA)	11.001.000.000	Jul-11	Jul-11	Jul-11	17-Oct-11
999000016694	SUBESTACION LA LOMA 110KV	35.213.000.000	Oct-10	Nov-10	Ene-11	07-Nov-11
		260.116.513.291				

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

Mantenimiento Programado MT 2011

La ejecución del plan de mantenimiento de Media Tensión es:

Planes Periódicos	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Acumulado
Trafos Instalados (cantidad)	68%	112%	125%	98%	74%	108%	104%	73%	78%	89%	103%	101%	94%
Recomido Instalaciones (circuitos)	84%	75%	88%	130%	115%	95%	139%	132%	98%	73%	91%	35%	96%
Poda Media Tensión (Kms intervenidos)	87%	81%	80%	89%	92%	94%	114%	60%	73%	79%	60%	29%	76%
Termografía (% puntos calientes normalizados)	84%	89%	73%	103%	105%	76%	109%	114%	136%	57%	98%	136%	96%
Balaceo Instalaciones (circuitos)	200%	91%	64%	26%	56%	53%	244%	233%	157%	262%	167%		105%
Coordinación Protecciones (Fusibles)				22%	50%	30%	114%	76%	94%	84%	78%		75%

Fuente: Información suministrada por la Compañía.

6. EXTERNOS

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Compañía en temas como Naturales, Precios de combustible, Regulatorios, Legales e Intervención por parte de la SSPD, no

evidenciamos situaciones que indiquen que la compañía no realiza los análisis necesarios de factores externos que pudieran poner en riesgo la calidad y continuidad en la prestación del servicio y por ende su viabilidad financiera.

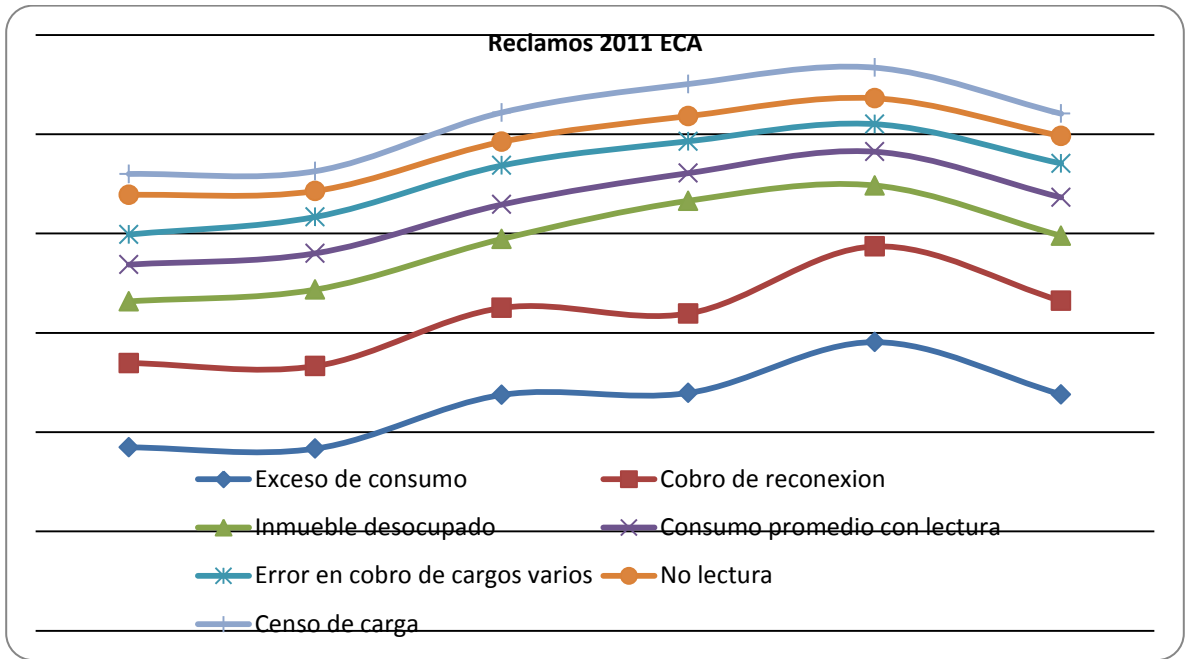
7. ASPECTOS COMERCIALES

Las estadísticas de PQR's de la compañía fueron entregadas al mes de junio de 2011, la compañía cuenta con un total de 73.525 PQR's, dentro de las estadísticas de las quejas presentadas por los usuarios a la compañía podemos observar:

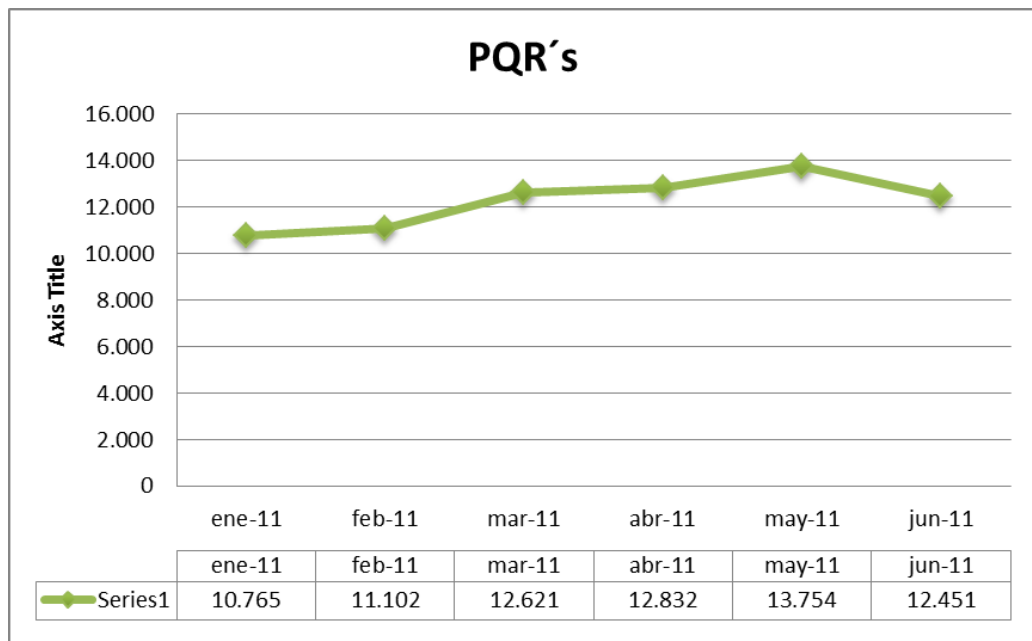
Tipo de reclamo	Ene-11	Feb-11	% Variación Ene-Feb	Mar-11	% Variación Feb-Mar	Abr-11	% Variación Mar-Abr	May-11	% Variación Abr-May	Jun-11	% Variación May-Jun	TOTAL	Participación
Exceso de consumo	3.694	3.668	-1%	4.750	29%	4.789	1%	5.813	21%	4.760	-18%	27.474	37,4%
Cobro de reconexión	1.698	1.662	-2%	1.752	5%	1.600	-9%	1.927	20%	1.883	-2%	10.522	14,3%
Inmueble desocupado	1.242	1.540	24%	1.388	-10%	2.270	64%	1.228	-46%	1.311	7%	8.979	12,2%
Consumo promedio con lectura	740	731	-1%	693	-5%	557	-20%	680	22%	774	14%	4.175	5,7%
Error en cobro de cargos varios	606	733	21%	786	7%	641	-18%	555	-13%	683	23%	4.004	5,4%
No lectura	797	523	-34%	478	-9%	508	6%	521	3%	553	6%	3.380	4,6%
Censo de carga	423	398	-6%	590	48%	646	9%	617	-4%	449	-27%	3.123	4,2%
Error de lectura	304	348	14%	368	6%	319	-13%	473	48%	336	-29%	2.148	2,9%
Facturación no distribuida	114	187	64%	169	-10%	258	53%	519	101%	481	-7%	1.728	2,4%
Consumo acumulado	261	348	33%	271	-22%	175	-35%	181	3%	217	20%	1.453	2,0%
Cambio de tarifa	209	217	4%	253	17%	239	-6%	280	17%	240	-14%	1.438	2,0%
Suministro con doble facturación	222	219	-1%	295	35%	217	-26%	213	-2%	171	-20%	1.337	1,8%
Solidaridad por Deuda	127	179	41%	223	25%	154	-31%	197	28%	155	-21%	1.035	1,4%
Suministro inexistente o demolido	105	132	26%	106	-20%	121	14%	210	74%	146	-30%	820	1,1%
Cobro terceros	28	42	50%	285	579%	138	-52%	136	-1%	109	-20%	738	1,0%
Pago no aplicado	130	104	-20%	117	13%	111	-5%	112	1%	106	-5%	680	0,9%
Inversión de contador	46	57	24%	70	23%	73	4%	70	-4%	59	-16%	375	0,5%
Pago equivocado	16	12	-25%	13	8%	14	8%	16	14%	15	-6%	86	0,1%
Cambio Otro Comercializador	2	1	-50%	11	1000%	2	-82%	5	150%	3	-40%	24	0,0%
Error reconocimiento de activo	1	1	0%	3	200%	-	-100%	1	#DIV/0!	-	-100%	6	0,0%
	10.765	11.102	3%	12.621	14%	12.832	2%	13.754	7%	12.451	-9%	73.525	

Fuente Estadísticas de Reclamos Generados Ene - Junio 2011

Como podemos observar en la tabla anterior, los 6 conceptos con mayor frecuencia en el periodo de enero a junio de 2011 son: exceso de consumo (37%), cobro por reconexión (14%), inmueble desocupado (12%), consumo promedio con lectura (6%), error en cobro de cargos varios (5%) y no lectura (5%).



Durante el mes de mayo el cual es el pico más alto en el periodo mes de enero a junio, se puede observar que los conceptos que presentaron un aumento significativo son: Facturación no distribuida con un aumento del 101%, suministro inexistente o demolido con 74%, exceso de consumo con 21% y cobro de reconexión con 20%.



Fuente Estadísticas de Reclamos Generados Ene - Junio 2011.

Podemos observar que la compañía en los meses de abril, mayo y junio presentó un incremento de las PQR's presentando el comportamiento más alto en contraste al mes de enero donde se presentaron los índices más bajo de PQR's.

PQR'S 2007 – 2010 SUI

Con a los años anteriores solo se puede comparar con la información tomada de la página web del SUI http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_090. Para el año 2011 no se encontró información disponible en el SUI. (Fecha de consulta Agosto 4 de 2011).

TABLA RESUMEN 2007-2010								
Detalle	2007		2008		2009		2010	
	Cantidad	Participación	Cantidad	Participación	Cantidad	Participación	Cantidad	Participación
Aforo	2.172	1,6%	2.750	0,8%	2.557	0,8%	6.273	1,8%
Alto consumo	21.165	16,0%	81.301	24,3%	93.765	28,4%	105.336	30,6%
Calidad del servicio	32.811	24,8%	92.250	27,6%	91.164	27,6%	92.307	26,8%
Cobro de otros cargos de la empresa	18.714	14,1%	46.898	14,0%	45.449	13,8%	45.846	13,3%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	203	0,2%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Cobro Múltiple	2.703	2,0%	4.170	1,2%	4.325	1,3%	4.795	1,4%
Cobros inoportunos	488	0,4%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Cobros por servicios no prestados	234	0,2%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Dirección incorrecta	38	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Entrega y oportunidad de la factura	777	0,6%	1.731	0,5%	2.052	0,6%	1.980	0,6%
Error de lectura	4.008	3,0%	9.432	2,8%	8.157	2,5%	7.830	2,3%
Estrato	7.539	5,7%	15.604	4,7%	14.780	4,5%	13.899	4,0%
Falla en la prestación del servicio.	2.968	2,2%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Pago sin abono a cuenta	2.187	1,7%	6.319	1,9%	5.974	1,8%	4.315	1,3%
Relacionada con cobros por promedio	29.689	22,4%	54.060	16,2%	39.494	12,0%	38.658	11,2%
Solidaridad	2.478	1,9%	7.155	2,1%	9.182	2,8%	12.457	3,6%
Subsidios y contribuciones	2.721	2,1%	9.464	2,8%	8.470	2,6%	6.877	2,0%
Tarifa cobrada	317	0,2%	768	0,2%	719	0,2%	550	0,2%
Tasas e impuestos	509	0,4%	1.685	0,5%	3.176	1,0%	2.394	0,7%
Medidor, cuenta o línea cruzada	590	0,4%	1.036	0,3%	1.098	0,3%	1.109	0,3%
TOTAL	132.311	100%	334.623	100%	330.362	100%	344.626	100%

Fuente Comparativo PQR (2007-2010) ECA

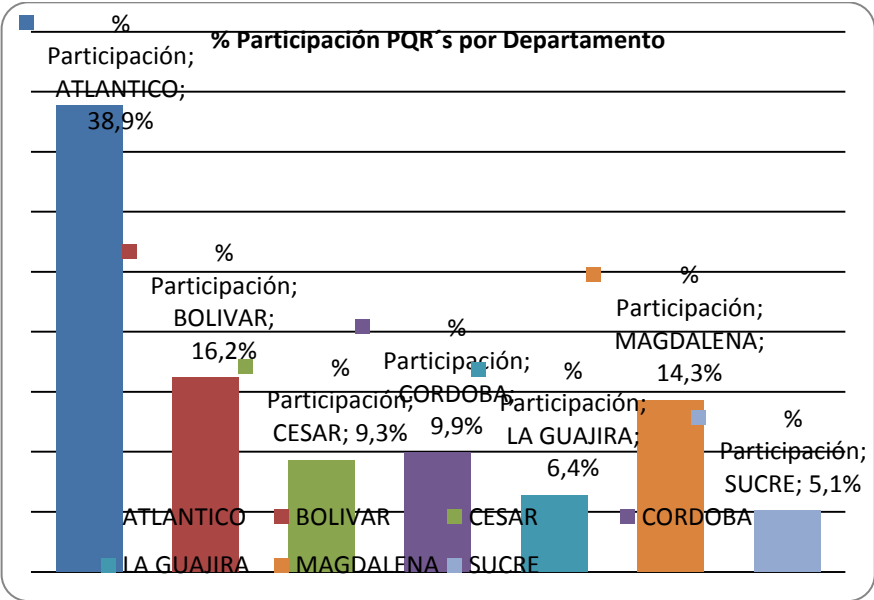
En los cuatros años de análisis, podemos observar que los usuarios han presentado en mayor número de peticiones, quejas, recurso de reposición y subsidiario de apelación en los concepto de “alto consumo” y “calidad del servicio” presentando estas con porcentajes

aproximados de 24.8% y de 26.7% respectivamente, siendo esta ultima el concepto con mayor participación dentro de las PQR de la compañía.

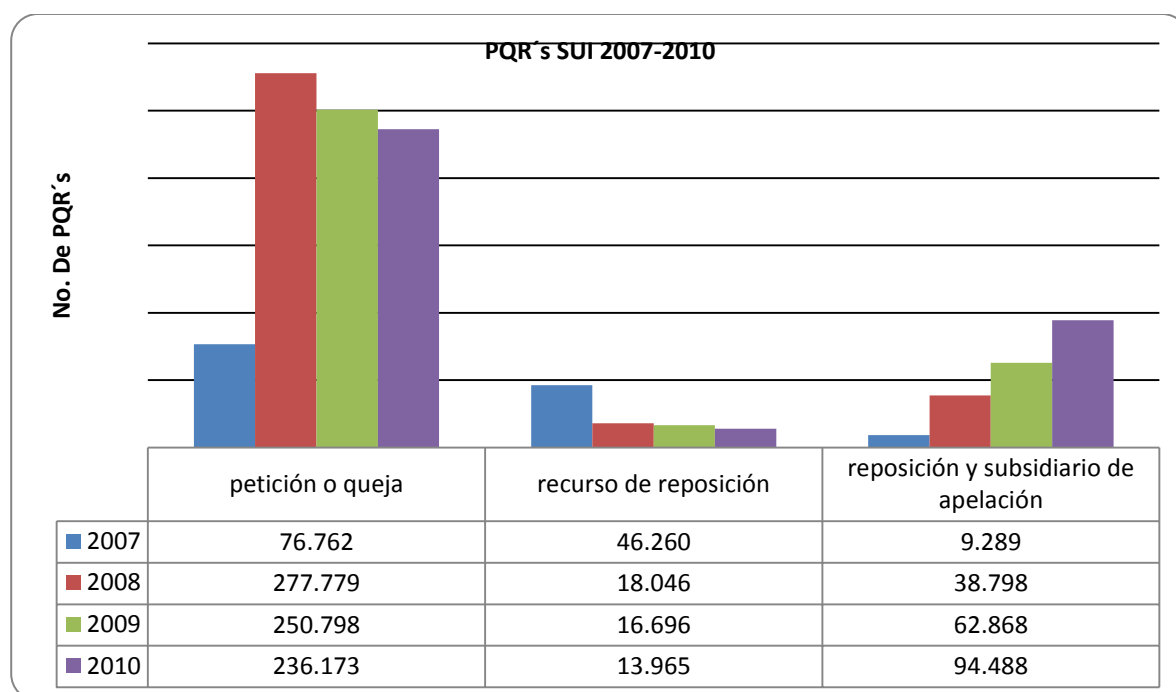
Dentro de los conceptos de PQR's reportados al SUI podemos observar que el concepto "Falla en la prestación del Servicio" no ha sido reportado por la compañía en los últimos tres años, siendo que en 2007 si fue reportado por la compañía. En años anteriores a nuestra auditoria se ha comentado que este concepto no es reportado por que puede ser incluido en el concepto de "calidad del servicio", sin embargo, es importante identificar cuáles son las causas por las cuales la empresa lo realiza de esta manera, ya que en la RESOLUCIÓN 20061300002305 DE 2006 en el concepto de "calidad de servicio" se define: "Cuando el servicio prestado presenta deficiencias cualitativas, tales como turbiedad (en agua potable), indebida o inadecuada recolección de basuras, no recolección de escombros, no realizar las podas, daño o ruido en la línea (teléfonos), fluctuación en voltaje o calidad de potencia (energía eléctrica), calidad de la llama (gas combustible), mala calidad del cilindro (GLP), entre otras. Y el concepto "Falla en la prestación del servicio" se define: Cuando el servicio no se presta de forma continúa en los términos del artículo 136 de la Ley 142 y la respectiva regulación.

Dentro de los conceptos entregados por la compañía es curioso que no aparezca el concepto de interrupción del servicio siendo que en el periodo se han presentado en varios departamentos interrupciones de servicio. Según los informes de prensa el 23% de los artículos están relacionados con el racionamiento (interrupciones del servicio) y problemas de orden público generados por la insatisfacción de los clientes con la calidad del servicio prestado por Electricaribe (racionamientos, facturación, atención al cliente, etc.).

Porcentaje de participación PQR's SUI 2008-2010



Como podemos observar en la gráfica anterior, los departamentos donde se han presentado mayor número de PQR's en los últimos 3 años son Atlántico (38,9%), Bolívar (16,2%) y Magdalena (14,3%). Lo cual está directamente relacionado con el número de usuarios que poseen los departamentos, según la información registrada en el SUI, los departamentos que poseen mayor número de usuarios son: Atlántico (24%), Bolívar (21%), Magdalena (19%) y Córdoba (19%).



Frente al año 2009 podemos observar que la compañía presento un aumento de las reposiciones y subsidiario de apelación en un 50%, en cuanto a los demás tipos se evidencia una disminución del 6% las peticiones o quejas, y del 16% para los recursos de reposición.

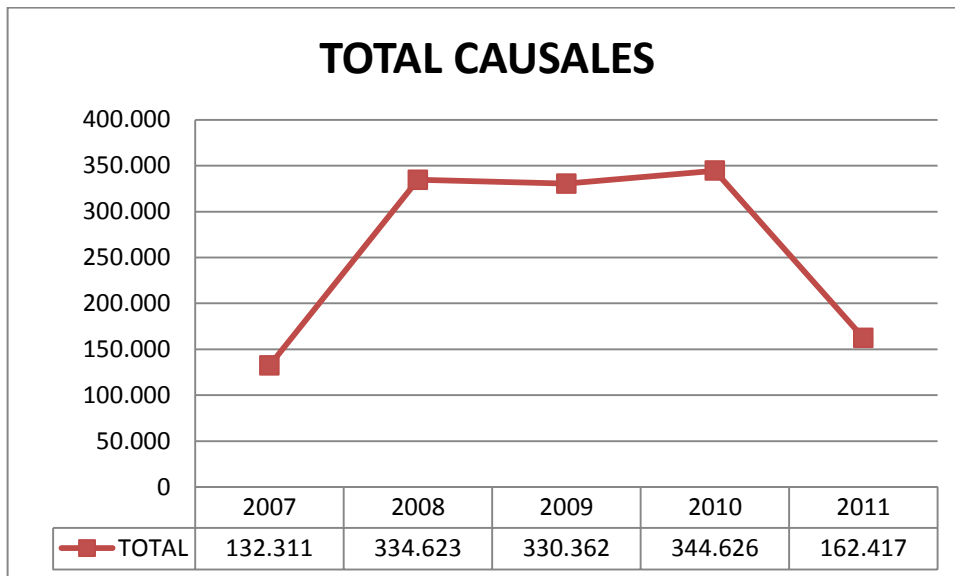
En cuanto a la información entregada por la compañía a fecha de 18 de enero de 2012 fue entrega a la auditoria, las siguientes estadísticas de reclamos a diciembre de 2011:

Tipo de reclamo	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	Total	Porcentaje de Participación
Exceso de consumo	3694	3668	4750	4789	5813	4760	5959	6950	5667	5288	4834	4857	61029	38%
Inmueble desocupado	1242	1540	1388	2270	1228	1311	1271	1711	1335	1207	886	1108	16497	10%
Consumo promedio con lectura	740	731	693	557	680	774	549	683	919	1110	1056	956	9448	6%
Cobro de reconexión	1698	1662	1752	1600	1927	1883	1880	2301	2685	3422	3319	3060	27189	17%
Suministro con doble facturación	222	219	295	217	213	171	227	230	241	290	280	184	2789	2%
Suministro inexistente o demolido	105	132	106	121	210	146	115	127	204	254	151	134	1805	1%
Error de lectura	304	348	368	319	473	336	321	412	371	319	286	276	4133	3%
Censo de carga	423	398	590	646	617	449	440	601	595	490	468	545	6262	4%
Error en cobro de cargos varios	606	733	786	641	555	683	800	685	636	619	758	641	8143	5%
No lectura	797	523	478	508	521	553	586	691	670	572	502	542	6943	4%
Pago no aplicado	130	104	117	111	112	106	79	142	100	86	73	71	1231	1%
Cambio de tarifa	209	217	253	239	280	240	211	232	223	152	174	190	2620	2%
Facturación no distribuida	114	187	169	258	519	481	677	982	1348	903	502	998	7138	4%
Consumo acumulado	261	348	271	175	181	217	143	148	150	137	121	120	2272	1%
Cambio Otro Comercializador	2	1	11	2	5	3	4	3	3	2	8	4	48	0%
Inversión de contador	46	57	70	73	70	59	51	66	69	60	53	40	714	0%
Cobro terceros	28	42	285	138	136	109	193	429	215	148	83	87	1893	1%
Solidaridad por Deuda	127	179	223	154	197	155	161	171	174	162	162	175	2040	1%
Error reconocimiento de activo	1	1	3	0	1	0	4	6	2	2	0	3	23	0%
Pago equivocado	16	12	13	14	16	15	24	29	11	16	12	22	200	0%
TOTAL	10.765	11.102	12.621	12.832	13.754	12.451	13.695	16.599	15.618	15.239	13.728	14.013	162417	100%

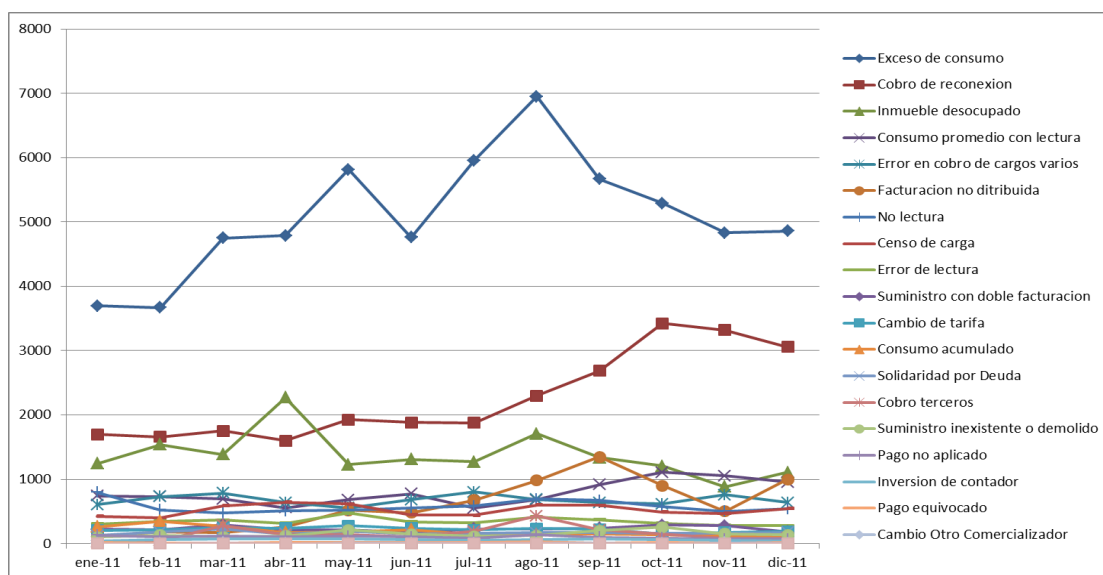
Ver. Reclamos anexo b

En las siguientes estadísticas podemos observar que las causales con mayor frecuencia dentro de los reclamos son exceso de consumo (38%), cobro de reconexión (17%) e inmuebles desocupado (10%).

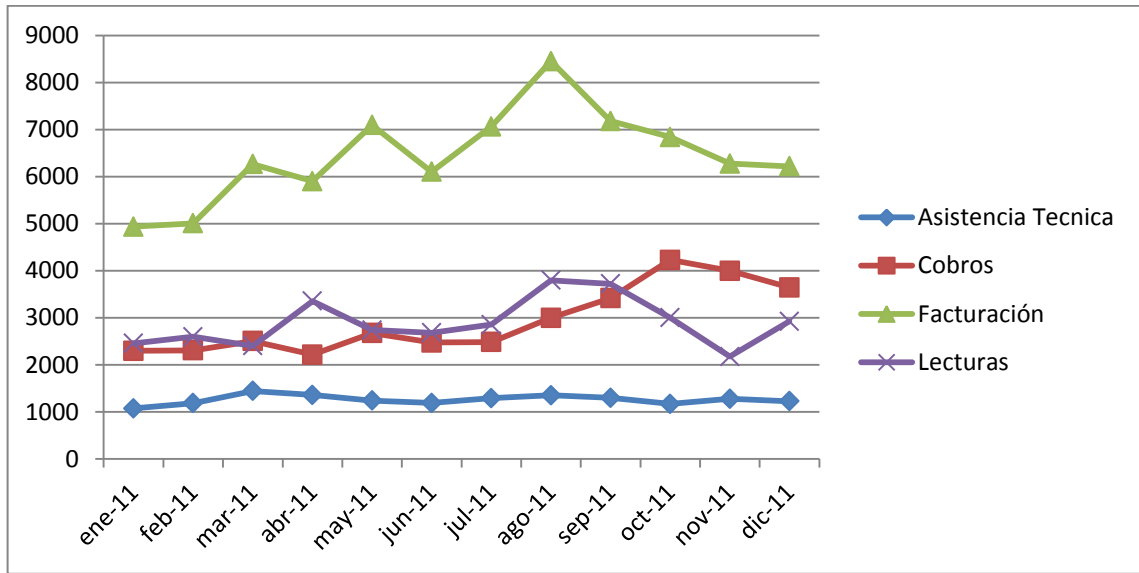
En cuanto al número de los reclamos en el transcurso de los años podemos observar que para el 2010 presento una disminución significativa de la compañía, es importante identificar las causales de la disminución significativa, es importante aclarar que la información de reclamos de los años 2007 a 2010 fue tomada del SUI y la 2011 fue la entregada por la compañía.



Elaborado por AEGR 2011. Fuente Reclamos anexo



En cuanto a las áreas que presentan mayor reclamos se observa que el área con mayor porcentaje con los relacionados con facturación del servicio de energía, siendo que en esta área están relacionada las causales exceso de consumo, consumo promedio, cambio de tarifa, consumo acumulado, cobro terceros, cambio otro comercializador y error reconocimiento activo.

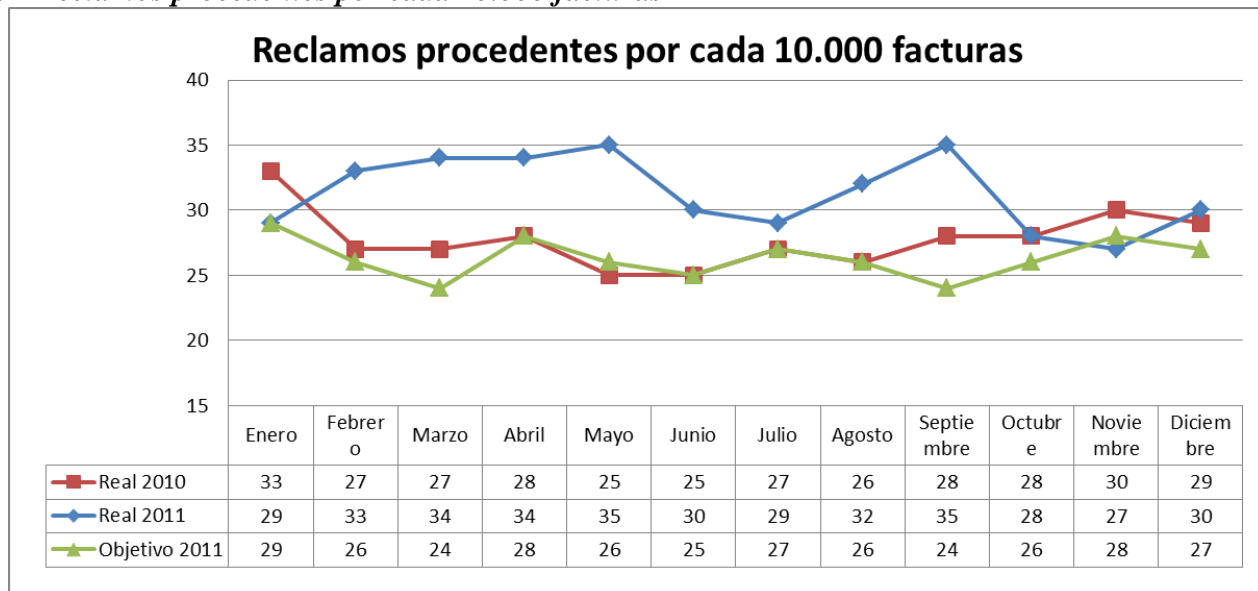


Elaborado por AEGR 2011. Fuente Reclamos anexo b.

1. Obtener los indicadores y cumplimiento de los objetivos y Comparar con los resultados obtenidos en el año anterior.

Los indicadores de atención de usuarios reportado en el DPO de la compañía son los siguientes:

A. Reclamos procedentes por cada 10.000 facturas



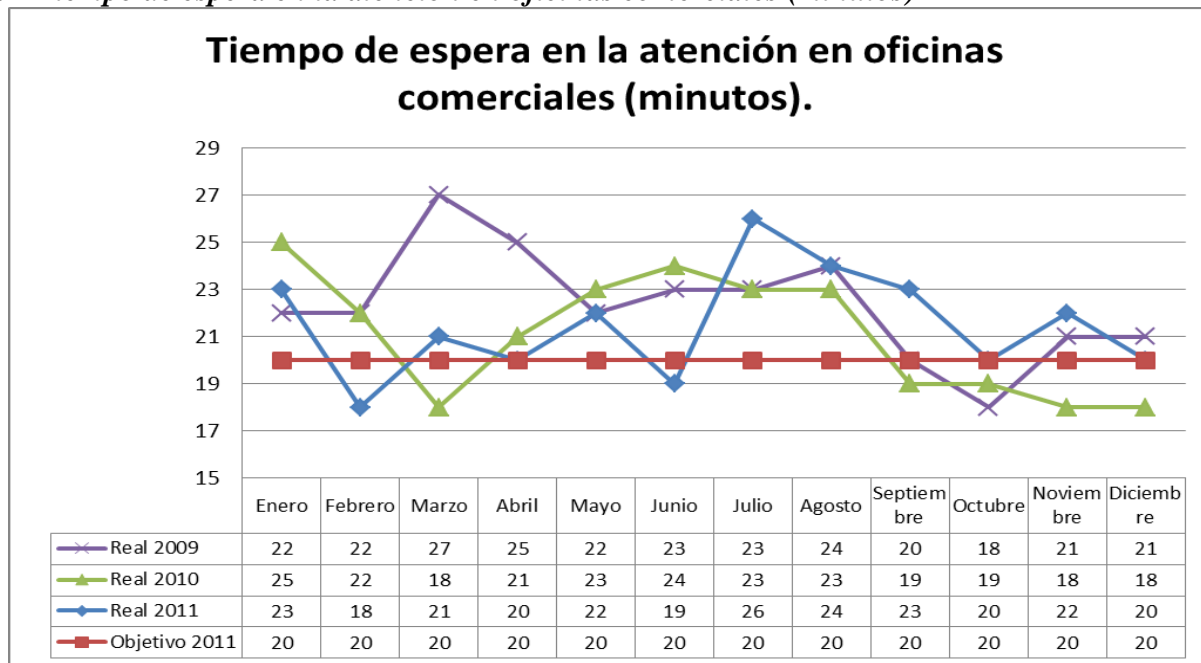
Elaborado por AEGR 2011. Fuente 5182-7 Seguimiento DPO Operativos 2011 y 5182-8 201110-Atención_al_cliente

Como podemos observar en los resultados de los reclamos procedentes por cada 10.000 facturas para el año 2011 se presenta un incremento significativo en total del año 2011 se dieron 376 y en el 2010 333, adicional se encuentra por encima del objetivo establecido para la compañía que para el año fue de 316.

Según explicaciones de la compañía se han incrementado las tipologías de inmueble desocupado, Exceso de Consumo, cobro de reconexión y censo de carga, debido principalmente a los desplazamientos debidos al fuerte invierno que presentó el país a comienzo y mediado de año y en segunda instancia a los suministros Medición Centralizada provenientes de los PRONES.

Es importante conocer los planes de acción establecido por la compañía para mitigar el incremento de este indicador.

B. Tiempo de espera en la atención en oficinas comerciales (minutos)



Elaborado por AEGR 2011. Fuente 5182-7 Seguimiento DPO Operativos 2011 y 5182-8 201110-Atención_al_cliente

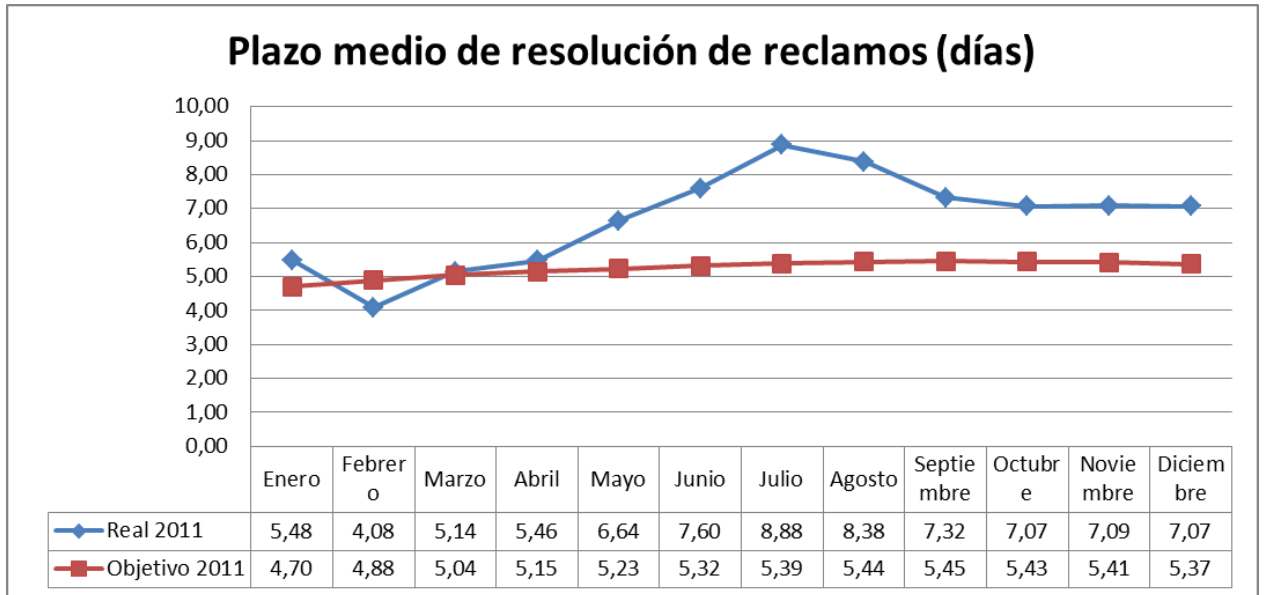
Como podemos observar en los resultados del tiempo de espera en la atención en oficinas comerciales aumento significativo pasando de 21 min promedios en 2010 a 22 min promedio en 2011, además se encuentra por encima de la meta establecida por la compañía que en promedio es de 20 min.

Según explicaciones de la compañía se ha presentado un incremento considerable debido a las siguientes causas:

- Fallas del sistema comercial y la red que retrasan los procesos dentro de los centros presenciales como en la central de escritos.
- Así como el alto nivel de incapacidades y movilidades, que ha generado una alta rotación del personal que debe ser formado previo a su entrada en operación.

Es importante conocer los planes de acción establecido por la compañía para mitigar el incremento de este indicador.

C. Plazo medio de resolución de reclamos (días).



Elaborado por AEGR 2011. Fuente 5182-7 Seguimiento DPO Operativos 2011 y 5182-8 201110- Atención_al_cliente

En cuanto al plazo medio de resolución de reclamos presentado en el 2011 se encuentra significativamente por encima del objetivo establecido por la compañía en promedio podemos observar por mes un total de 7 días para dar solución a las peticiones de los usuarios, siendo que el promedio objetivo se encuentra en 5 días y medio.

Según explicaciones de la compañía el incremento debe a las siguientes causas:

- Al Incrementar las reclamaciones, se presentan mayor número de casos pendientes por falta de capacidad operativa para su resolución, tanto a nivel de centros presenciales como en la central de escritos.
- Fallas del sistema comercial y la red que retrasan los procesos dentro de los centros presenciales como en la central de escritos.

Es importante conocer los planes de acción establecido por la compañía para mitigar el incremento de este indicador.

2. Obtener el análisis de los resultados de la encuesta y el plan de acción para el mejoramiento del servicio.

Durante el 2010 la compañía desarrollo una encuesta piloto de medición de nivel de satisfacción a los usuarios a través de llamadas telefónicas, aplicando la metodología del Grupo Gas Natural Fenosa a una empresa del negocio eléctrico. Por lo tanto, no se puede comparar con estudios anteriores debido a que la metodología aplicada fue diferente.

La compañía nos suministró las estadísticas de contestación de la encuesta, clasificación de las respuestas dadas a cada una de las preguntas, y la encuesta realizada. De acuerdo con las indagaciones efectuadas a la persona responsable del proceso, no se cuenta con un documento donde se realicen los análisis de resultados de la encuesta ni los planes de acción para su mejoramiento.

Teniendo en cuenta lo anterior, realizamos:

Del total de las llamadas realizadas (5.585) la llamadas no contestadas fueron 4.329 (77.5%) y las contestadas fueron 1.256 (22.5%), de estas las encuestas completadas a cabalidad son solo 289 del total de la muestra desarrollada por la compañía.

A Diciembre 31 de 2010 la compañía contaba con 2.011.466 usuarios en los sectores residencial, comercial, e industrial en la Costa Caribe, el total de las encuestas completas representan 0,0144% del total de usuarios que a 2010 atendía la compañía, y la muestra seleccionada corresponde 0,28%. Es importante recalcar que la muestra es demasiado pequeña para el total de los usuarios con los que cuenta Electricaribe.

La encuesta de satisfacción cuenta con 30 preguntas, dentro de las cuales se realizan pregunta para evaluar:

- Satisfacción calidad de servicio
- Satisfacción suministro continuo
- Satisfacción estabilidad del voltaje
- Satisfacción precio
- Satisfacción proceso de contratación y conexión.
- Satisfacción proceso de facturación, satisfacción puntualidad recepción facturas
- Satisfacción exactitud facturas
- Satisfacción con claridad facturas
- Satisfacción diseño y contenido facturas
- Satisfacción con proceso de pago
- satisfacción con atención telefónica
- Satisfacción con atención en oficina comercial
- Satisfacción con atención y funcionamiento página web
- Daños eléctricos
- Satisfacción con servicio de mantenimiento
- Satisfacción con la financiación

- Satisfacción con la solución a la reclamación
- Satisfacción precisión lectura de contador

La calificación obtenida por parte de la compañía en un rango de 100% se muestra en la siguiente tabla:

GAS NATURAL ELECTRICARIBE 2010	
CALIDAD DE SERVICIO	
Expectativas cumplidas con Calidad de Servicio eléctrico	96,3%
Decepcionados Calidad de Servicio eléctrico	1,5%
Expectativas cumplidas con Calidad de Servicio Cias. Gasistas	97,6%
Decepcionados Calidad de Servicio Cias. Gasistas	0,1%
OTROS INDICADORES	
Imagen de Servicio eléctrico (Buena+Muy Buena)	95,1%
Imagen Compañía gasista (Buena+Muy Buena)	88,9%
Satisfacción con el precio en relación al confort eléctrico	73,3%
Suministro continuo y sin cortes de electricidad	96,0%
Suministro continuo y sin cortes Cias. Gasistas	96,8%
Estabilidad del voltaje	94,6%
Índice de Lealtad Gas Natural Fenosa	20,7%
PERCEPCIÓN GLOBAL DE LOS PROCESOS	
Facturación y Cobro	91,7%
Atención de Urgencias	50,5%
Atención Telefónica	89,8%
Atención Personalizada	89,1%
Atención en PAPS	93,5%
Reclamos	84,7%

Fuente Re FW Requerimiento visita Deloitte -AEGR-

Dentro de los conceptos evaluados podemos observar que los conceptos índice de lealtad Gas Natural Fenosa (20%) y atención de urgencias (50,5%) manejan un porcentaje por debajo del 60%, presentándose dos aspectos de mayor relevancia para mejora por parte de la compañía. En cuanto a Decepcionados Calidad de Servicio eléctrico y Decepcionados Calidad de Servicio, según la encuesta, manejan índices por debajo del 2%, lo cual nos llama la atención ya que según los reportes de presa y las PQR's este es el mayor de concepto de insatisfacción por parte de los usuarios.

Acerca de las planes de acción de la compañía, el señor Pedro Carlos Rincón Gutiérrez nos comentó, que no se han establecido planes de acción, ya que este estudio fue una prueba piloto, adicionalmente comentó que se han detectado deficiencias que son objeto de afinamiento para mejorar en las próximas mediciones.

Nivel de Satisfacción SSPD 2010

De igual manera, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) presentó en el mes de septiembre de 2011 a la comunidad en general su estudio de medición del Nivel de Satisfacción del Usuario (NSU) efectuada durante el año 2010, comparado con los estudios de años anteriores.

La encuesta es un análisis exploratorio para comparar el comportamiento del NSU en el sector residencial en las capitales. Las mediciones se realizaron con diferentes metodologías de recolección, en el 2006 se hizo una Encuesta en hogares, en una muestra estratificada de municipios y en al año 2010 la medición se focalizó en la capitales, en la dimensión atención y los sitios de atención de los diferentes puntos de las empresas en la ciudad. Este método registra la percepción de la atención prestada una vez pasa por el proceso.

Las metodologías utilizadas son:

Fecha	Empresa	Muestra
2006 I Semestre	CENTRO NACIONAL DE CONSULTORÍA	7.390
2006 II Semestre	IPSOS NAPOLEÓN FRANCO	8.758
2008	UNIVERSIDAD GRAN COLOMBIA	16.011
2010	SUPERINTENDENCIA SERVICIOS PÚBLICOS (*)	19.987

Las estimaciones de NSU que se presentan a continuación Tienen la limitación de tener diferentes metodologías de recolección:

NSU ENERGIA				
	CIUDAD	2006	2010	Diferencia
5001	MEDELLÍN	82,4	87,0	4,6
8001	BARRANQUILLA	68,8	71,0	2,2
11001	BOGOTÁ	71,4	81,7	10,3
13001	CARTAGENA	62,9	61,4	-1,5
15001	TUNJA	69,7	75,7	6
17001	MANIZALES	75,3	79,1	3,8
18001	FLORENCIA	61,1	74,7	13,6
19001	POPAYÁN	70,6	74,3	3,7
20001	VALLEDUPAR	53,1	72,5	19,4
23001	MONTERÍA	60,5	72,1	11,6
27001	QUIBDÓ	54,3	67,4	13,1

NSU_ENERGIA				
	CIUDAD	2006	2010	Diferencia
41001	NEIVA	70,5	79,6	9,1
47001	SANTA MARTA	43,8	70,5	26,7
50001	VILLAVICENCIO	67,4	72,4	5
52001	PASTO	61,6	75,6	14
54001	CÚCUTA	74,0	77,0	3
63001	ARMENIA	85,5	81,5	-4
66001	PEREIRA	77,6	79,5	1,9
68001	BUCARAMANGA	71,2	81,8	10,6
70001	SINCELEJO	47,1	74,7	27,6
73001	IBAGUÉ	68,2	75,3	7,1
76001	CALI	71,5	78,3	6,8
81001	ARAUCA	59,6	63,9	4,3
86001	MOCOA	68,4	79,2	10,8
Total		69,3	76,1	6,8

Fuente NSU_2006_2010

De la tabla anterior del estudio SSPD NSU 2006-2010, podemos observar que en las capitales en las cuales ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. presta el servicio, sólo en la capital de Cartagena presentó una desmejora de 1.5 puntos porcentuales del NSU de 2006 a 2010. En barranquilla podemos observar que para el periodo de 4 años solo tuvo una mejora de 2 puntos porcentuales y en las demás ciudades se presentaron mejoras por encima de 10 puntos porcentuales, como se mencionó anteriormente las dos encuestas difieren en metodología de recolección, adicionalmente el periodo de comparación es muy amplio ya que en los 4 años no se tiene otras encuestas para la comparación.

8. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

CONCEPTO GENERAL DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS CONCEPTO DEL AUDITOR

Las siguientes excepciones son el resultado de la aplicación de los procedimientos de auditoría y de lo requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos, Delegada para Energía y Gas, y que están relacionadas con el cumplimiento de los indicadores: 1. La Rotación de Cuentas por Cobrar es superior al referente en 182 días 2. La Rotación de cuentas por pagar es superior al referente en 27 días. 3. La razón corriente es inferior al referente en 0.52 veces. 4. El margen operacional de la compañía es inferior al referente en 11.52 puntos porcentuales. 5. El indicador cubrimiento de gastos financieros es inferior al referente en 2.83 veces. 6. El indicador Atención Reclamos Servicio es superior al referente en 1.94 unidades 7. El indicador Suscriptores sin medición es superior 5.6 unidades al referente. 8. El indicador Atención solicitudes conexión es superior al referente 0.08 unidades. 9. El indicador suscriptores sin medicion es superior 5.24 que le referente. 10. El indicador atencion reclamos servicio se encuentra 2.18 unidades por encima del referente.

Excepto por los asuntos mencionados en los puntos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 observamos el cumplimiento de los indicadores frente al referente.

CONCEPTO GENERAL NIVEL DE RIESGO

Con base en los resultados de los indicadores adicionales y en la calificación de nivel de riesgo, la Compañía está expuesta a niveles de riesgo financiero medio bajo.

9. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

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

Calidad al SUI

Resolución	Observaciones
Resolución SSPD 8055 de 2010 (Resolución por la cual se unifica en un acto administrativo la normatividad expedida en el sector de Energía Eléctrica para el cargue de Información al SUI.) Formato 2: Información Comercial Residencial.	Solicitamos los formatos de facturación de los meses de abril mayo y junio de 2011, de los cuales seleccionamos una muestra de registros y la comparamos con las facturas físicas. De la muestra seleccionada de facturas observamos: <ul style="list-style-type: none"> • En 16 de las facturas, la compañía realiza el cobro de consumo distribuido comunitario. En el concepto “Consumo” del formato 2 reportado al SUI, para estas 16 facturas, la Compañía incluye el consumo del usuario y el consumo distribuido comunitario. • En seis (6) de las 16 facturas anteriores, se evidenció que aplican subsidios sobre el consumo y el consumo distribuido y en dos (2) facturas aplican contribución sobre el consumo y el consumo distribuido.
Resolución SSPD 1025 del 2 de abril de 2004 (Plan de Cuentas).	Se comparó el plan de cuentas de 2011 reportado al SUI con el balance de prueba a diciembre de 2011, no encontrando desviaciones.
Resolución SSPD - 20071300027015 del 26 de septiembre de 2007 (RUPS).	Se comparó el último RUPS reportado por la Compañía al SUI con el certificado de Existencia y Representación legal vigente, no encontrando desviaciones significativas. Sin embargo, en la información del Auditor Externo de Gestión se debe modificar: <ul style="list-style-type: none"> • El nombre del Representante Legal de los Auditores Externos de Gestión y Resultados. • La sigla, ya que el nombre es Deloitte Asesores y Consultores Ltda.

Resolución	Observaciones
	El miembro de la Junta Directiva reportado el RUPS “Catalina Escobar Hoyos” no se encuentra dentro de los miembros de Junta Directiva descritos en el Certificado de Existencia.

Oportunidad del SUI

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

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
Formato 1: Vínculo Usuario - Alimentador o Usuario – Transformador.	16 del mes siguiente	Se presentó retraso en el reporte de los meses de enero a diciembre de 2011. Según información entregada por el área responsable, los atrasos obedecen a los Inconvenientes con el validador y a que las características del formato generaron represamiento en la cantidad de formatos pendientes, las cuales fueron resueltas a finales de marzo de 2011. Adicionalmente, la información de otros comercializadores ha sido de difícil concertación, originando el retrasado identificado en el reporte al SUI.
Formato 2: Información Comercial Residencial.	Último día del mes siguiente.	Se presento retraso en el reporte de los meses de enero, febrero, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.
Formato 3: Información	Último día del mes siguiente.	Se presento retraso en el reporte de los meses de enero, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.
Formato 4: Información de Alimentadores.	Último día del mes siguiente.	Se presentó retraso en el reporte de los meses de enero, febrero, junio, julio y agosto.
Formato 5: Información de Transformadores.	Último día del mes siguiente.	Se presentó retraso en el reporte de los meses de enero, febrero, junio, julio, agosto y octubre.
Formato 6: Información de Facturación de los	21 del mes siguiente	Se presentó retraso en el reporte de todos los meses del 2011, excepto por los meses de mayo, junio y noviembre.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
Operadores de Red a los Comercializadores.		De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, los retrasos presentados se deben a que los formatos 1 y 6 poseen información que debe conservar consistencia, ante la ausencia del reporte de los formatos 1 se opta por esperar en certificar la información del formato 6.
Formato 7: Información de calidad.	15 del segundo mes siguiente a cada trimestre.	Durante el 2011 no se ha realizado reporte de estos formatos. De acuerdo con las indagaciones efectuadas al área responsable, la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones inició el 1 de julio de 2011. Teniendo en cuenta que los indicadores se reportan trimestralmente, había que esperar hasta el mes de octubre para realizar su cálculo y reporte.
Formato 8: Información de calidad.	15 del segundo mes siguiente a cada trimestre.	Durante el 2011 no se ha realizado reporte de estos formatos. De acuerdo con las indagaciones efectuadas al área responsable, la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones inició el 1 de julio de 2011. Teniendo en cuenta que los indicadores se reportan trimestralmente, había que esperar hasta el mes de octubre para realizar su cálculo y reporte. El formato 8 del tercer trimestre presento retraso en el reporte.
Formato 9: Información de calidad (ITAD).	15 del segundo mes siguiente a cada trimestre	Durante el 2011 no se ha realizado reporte de estos formatos. De acuerdo con las indagaciones efectuadas al área responsable, la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones inició el 1 de julio de 2011. Teniendo en cuenta que los indicadores se reportan trimestralmente, había que esperar hasta el mes de octubre para realizar su cálculo y reporte.
Formato 10: variable DT	30 del mes siguiente	Durante el 2011 no se ha realizado reporte de estos formatos. De acuerdo con las indagaciones efectuadas al área responsable, la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones inició el 1 de julio de 2011. Teniendo en cuenta que los indicadores se reportan trimestralmente, había que esperar hasta el mes de octubre para realizar su cálculo y reporte.
Formato 11: Información Barrios Subnormales.	25 del mes siguiente	Se presento retraso en el reporte de los meses deenero, febrero, marzo, julio, agosto, septiembre,octubre y noviembre.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		Según información entregada por el área responsable La información comercial no se encontraba disponible para la verificación de los valores consignados en el formato, como se contempla en el procedimiento de reporte de información al SUI, por lo cual se opta por esperar a que la información se encuentre disponible y proceder como se encuentra consignado en el procedimiento de reporte de información
Formato 12: Información áreas rurales de menor desarrollo.	25 del mes siguiente	Se presento retraso en el reporte de los meses de enero, febrero, marzo, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre. Según información entregada por el área responsable La información comercial no se encontraba disponible para la verificación de los valores consignados en el formato, como se contempla en el procedimiento de reporte de información al SUI, por lo cual se opta por esperar a que la información se encuentre disponible y proceder como se encuentra consignado en el procedimiento de reporte de información.
Formato 12: Información áreas rurales de menor desarrollo.	25 del mes siguiente	Se presento retraso en el reporte de los meses de enero, febrero, marzo, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre. Según información entregada por el área responsable La información comercial no se encontraba disponible para la verificación de los valores consignados en el formato, como se contempla en el procedimiento de reporte de información al SUI, por lo cual se opta por esperar a que la información se encuentre disponible y proceder como se encuentra consignado en el procedimiento de reporte de información.
Formato 14: Componentes del Costo Usuarios No regulados y Alumb. Público	Primer semestre: 15 de julio. Segundo semestre: 15 de enero.	Se presento retraso en el reporte para los dos semestres del 2011. De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, la demora se debio a que la Compañía se encontraba en proceso de diseño del reporte de esta información.
Formato 15: Reclamaciones.	20 del mes siguiente	Se presento retraso en el reporte de la totalidad de los meses del año, excepto el mes de marzo. De acuerdo con la información entregada por el área responsable, los retrasos presentados en los meses de

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		<p>enero y febrero se deben a las inquietudes que se tenían sobre la estructura del formato, lo cual retrasó el diseño de la aplicación que extrae la información.</p> <p>Los reportes retrasados de abril a diciembre se deben a que la Compañía identificó algunos errores de criterios en la generación del formato a causa de la reunión efectuada por la SSPD en Barranquilla entre el 25 y 27 de mayo de 2011. Los anteriores errores se estaban subsanando y es el motivo por el cual la Compañía no había reportado la información.</p>
Formato 16: Peticiones.	20 del mes siguiente de cada trimestre.	<p>Se presentó retraso en el reporte de los formatos de los cuatro trimestres del 2011.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por la Compañía, lo anterior se debe a que a causa de la reunión efectuada por la SSPD en Barranquilla entre el 25 y 27 de mayo de 2011, se logro identificar algunos errores de criterios en la generación del formato, los cuales se estaban subsanando y es el motivo por el cual no había sido reportada la información.</p>
Formato 17: Información de Facturación y Recaudo.	28 de Febrero de cada año.	Se encuentra pendiente el reporte de este formato al SUI.
Formato 18: Ejecución de Proyectos.	30 de enero del año siguiente.	Se presentó retraso en el reporte del formato.
Formato 19: Información de Accidentes de origen eléctrico.	Primer trimestre: 15 de abril. Segundo Trimestre: 15 de julio. Tercer Trimestre: 15 de octubre. Cuarto Trimestre: 15 de enero.	<p>Se encuentran pendiente el reporte del formato de los cuatro trimestres del 2011.</p> <p>De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, esta información se encuentra pendiente, debido a que los formatos están en proceso de revisión por parte del área de recursos Humanos de la Compañía.</p>
Formato 20: Resumen Contable de subsidios & contribuciones y FOES.	30 del mes siguiente de cada trimestre.	Se presentó retraso en el reporte de los formatos de todos los trimestres del 2011.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
Formato 21: Giros recibidos y efectuados.	15 del mes siguiente	Se encuentra en estado pendiente el reporte de este formato para la totalidad de los meses del año 2011. De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el no reporte de esta información se debe a que los soportes de los giros han dificultado la entrega de la información, dentro del procedimiento conciliación de giros no existía procedimentalmente la remisión y almacenamiento de los soportes.
Formato 22: Programa anual de Reposición y/o Remodelación.	15 de enero de cada año.	Fue reportado Oportunamente.
Formato 23: Información de Flujos de energía.	30 de abril de cada año.	Se encuentra pendiente el reporte de este formato al SUI.
Formato 24. Información de Intercambios de energía.	30 de abril de cada año.	Se encuentra pendiente el reporte de este formato al SUI.
Resolución SSPD 1025 del 2 de abril de 2004 (Plan de Contabilidad)	Plan de cuentas: I semestre: 31 de julio, II semestre: 15 de febrero. Costos y gastos: I semestre: 31 de julio, II semestre: 15 de febrero.	Se presentó retraso en el formato de costos y gastos el primer semestre de 2011. De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el retraso se debe a que Electricaribe cambió su sistema contable a SAP implicando esto una adaptación al modelo de costo. Con estos cambios se presentaron algunas inconsistencias en el reporte, y por ende se optó por no reportar a tiempo.
Resolución SSPD 20051300002395 del 14 de abril de 2005 (Información financiera)	Cuentas por Cobrar, cuentas por pagar (semestral). Flujo de caja, estado de resultados proyectado, balance general proyectado (anual).	Se presentó retraso en el reporte de los formatos de Cuentas por Cobrar y Cuentas por Pagar del Primer Semestre de 2011. De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el anterior retraso se debe a que por error, la información quedó cargada en la Base de Datos del SUI, pero no fue certificada.

Norma	Descripción	Análisis de la Compañía/Lineamientos Resolución
		Posteriormente, la Compañía procedió a certificar.
RUPS	Febrero de 2011	Se presentó retraso en el reporte del RUPS. Se encuentra en estado pendiente de revisión por parte de la SSPD. De acuerdo con la información suministrada por el área responsable, el retraso en el cargue se debe a que se presentó un inconveniente durante la actualización del RUPS, por este inconveniente se registro la mesa de ayuda 203540. Se evidenció que la mesa de ayuda fue creada el 1 de Julio de 2011.

10. CONTROL INTERNO Y MATRIZ DE RIESGOS

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

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

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

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
ADMINISTRATIVO	Administración del personal	Estructura organizacional no acorde con los objetivos de la Compañía	1	2	1
	Administración del personal	Falta de definición de un Código de Conducta	1	1	1
	Administración del personal	Baja ejecución del plan formativo de la Compañía	1	1	1
	Administración del personal	Accidentes de trabajo	2	2	1
	Administración del personal	Número de personal inadecuado para desarrollar las funciones	1	2	1
FINANCIERA	Planeación financiera	Cambios tarifarios	1	2	1
	Planeación financiera	Limitación de suministro	1	2	1
	Contabilidad	Que la información financiera no refleje la situación real de la Compañía	1	2	1
	Contabilidad	Las cifras de los estados financieros podrían contener errores significativos	1	2	1
	Contabilidad	Errores en el proceso de codificación	1	3	1
	Presupuesto	El presupuesto no es preparado conforma la información histórica real de la Compañía	1	2	1
	Presupuesto	Fallas en la asignación de recursos para el cumplimiento de los objetivos estratégicos definidos	1	2	1
	Gestión de Tesorería	No pago de la Nación de los subsidios o FOES y que los usuarios se vean afectados por un mayor valor de la factura.	2	2	1
	Gestión de Tesorería	Déficit de liquidez	2	1	1
	Gestión de deuda y capital	Aumento del nivel de Endeudamiento	2	1	1
TÉCNICA Y OPERATIVA	Mantenimiento plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	No definición del plan de mantenimiento bajo criterios técnicos	1	2	1
	Mantenimiento	Baja ejecución del Plan	2	2	1

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
	plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	de mantenimiento			
	Mantenimiento plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	Baja efectividad de la ejecución del Plan de mantenimiento medida en los resultados de los índices de calidad	2	2	2
	Mantenimiento plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	No contar con un sistema informático de gestión de mantenimiento	3	2	2
	Mantenimiento plantas, subestaciones, líneas, redes y equipos	Falla o indisponibilidad de sistemas o equipos por fenómenos naturales	3	2	1
	Inversión	Falta de planeamiento de la inversión	1	2	1
	Inversión	Subejecución del Plan de inversiones por redireccionamiento no lograndose los objetivos propuestos	1	2	1
	Inversión	Toma de decisiones inadecuadas con respecto a un proyecto de inversión o una inversión existente	1	2	1
	Inversión	No definición de proyectos para las subestaciones, líneas y circuitos con cargabilidades altas	1	2	1
	Inversión	Demora en la aprobación de los proyectos de inversión	2	2	1
	Calidad del servicio	Incumplimiento de la meta interna del indicador SAIDI	2	2	1
	Calidad del servicio	Deterioro de los resultados de los indicadores de calidad con respecto al año anterior	2	2	1
	Calidad del servicio	Interrupciones generadas por factores climatológicos que afecten la prestación del servicio al usuario	2	3	1

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
	Calidad del servicio	Deterioro de los indicadores de calidad por cargabilidades altas de los circuitos	1	2	1
	Calidad del servicio	Incremento de las noticias de prensa por el deterioro de la calidad del servicio	2	2	1
	Calidad de la potencia	No reporte de los puntos de medición requeridos en la regulación respectiva	1	1	1
	Pérdidas técnicas de energía	Inadecuado planeacion y ejecucion del mantenimiento	1	2	1
COMERCIAL	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No definición de política de exposición en bolsa	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	Aumento del nivel de exposición en bolsa	1	2	2
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	Estrategias de compra no acorde a las proyecciones de demanda	1	2	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No elaboración de proyecciones de demanda para la contratación de energía con base en criterios objetivos.	1	1	1
	Compra de energía (Contratos y bolsa)	No elaboración de convocatorias, análisis y adjudicación de las ofertas recibidas con base en la regulación	1	1	1
	Pérdidas no técnicas de energía	No ejecución del Plan de pérdidas	1	2	1
	Pérdidas no técnicas de energía	Deterioro del resultado del indicador de pérdidas	1	2	1
	Recaudo	No cumplimiento de la meta de recaudo	2	2	1
	Recaudo	Deterioro del resultado del indicador de Morosidad	2	2	1
	Recaudo	Incremento de la cartera vencida	2	2	1
	Facturación	No desarrollo de un proceso de crítica	1	2	1
	Facturación	No aplicación de las	1	2	1

Macro proceso	Proceso	Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Magnitud del impacto	Control
		tarifas publicadas			
	Facturación	Incremento de los reclamos procedentes por facturación	2	2	1
	Facturación	Incumplimiento del indicador regulatorio reclamos de facturación por cada 10.000	1	2	1
	Atención al usuario	No definición de un área líder de disminución de los reclamos	1	2	1
	Atención al usuario	Incumplimiento del tiempo legal de 15 días para atención de reclamos	1	2	1
EXTERNOS	Precios de energía	Bajos precios en bolsa con respecto a los precios de los contratos	1	2	1
	Precios de energía	Fenómeno de la Niña	2	2	1
	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	No definición de un área encargada de realizar análisis a la normatividad.	1	2	1
	Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc)	Reporte inoportuno al SUI	3	3	2
	Legales (Demandas, Sanciones, etc)	No disposición de un área jurídica que lleve a cabo los procesos legales.	1	2	1
	Legales (Demandas, Sanciones, etc)	Sanciones por intermedio de la Superintendencia por el no cargue oportuno de los formatos de la compañía	2	2	2
	Legales (Demandas, Sanciones, etc)	Sanciones por incumplimiento de las normas regulatorias	1	2	1
	Legales (Demandas, Sanciones, etc)	Aspectos pensionales y su tratamiento judicial	1	2	1