

Programa de Gestión

“Energía digna para el Caribe”



INTRODUCCIÓN

La SSPD como organismo de carácter técnico y en cumplimiento de sus funciones de inspección, vigilancia y control sobre las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y de protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y prestadores, establece el presente PROGRAMA DE GESTIÓN para la ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A E.S.P, el cual tiene como objeto la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica en la costa caribe colombiana.

SUPERSERVICIOS

Junio de 2016

TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción	7
2	Antecedentes	9
2.1	Historia del Sector de Energía Eléctrica	9
2.1.1	En Colombia	9
2.1.2	En la Región Caribe	11
2.2	Iniciativas de Seguimiento y Control	13
2.2.1	Estrategia SSPD “Todos Ponen, Todos Vigilan”	13
2.2.2	Acciones SSPD continuas de Inspección, Vigilancia y Control.....	14
2.2.3	Plan5Caribe	19
3	Diagnóstico del Prestador del Servicio y Mercado en la Región Caribe.....	22
3.1	Características Mercado Atendido por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.....	22
3.1.1	Concentración de la Pobreza	22
3.1.2	Crecimiento de la Demanda.....	25
3.2	Contexto Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.....	26
3.3	Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.....	29
3.4	Situación Comercial, Operacional y Financiera	32
3.4.1	Evolución Comercial	32
3.4.2	Evolución Operacional – Técnica.....	36
3.4.3	Evolución Financiera.....	52
3.4.4	Esquema de Atención al Usuario	56

3.5	Conclusiones Diagnóstico.....	60
4	Objetivos e Indicadores del Programa de Gestión.....	63
4.1	Indicadores del Programa de Gestión	66
4.1.1	Indicadores de Calidad del servicio.....	66
4.1.2	Indicador de Efectividad de Mantenimiento.....	70
4.1.3	Indicador de Pérdida de Energía.....	73
4.1.4	Indicador de Recaudo:	78
4.1.5	Indicador de Inversiones:	81
4.1.6	Indicador Atención al Usuario	84
5	Metodología de Evaluación del Programa	92
6	Seguimiento a la Ejecución y Actualización del Programa de Gestión y Causales De Incumplimiento.....	95
6.1	Lineamientos para la presentación de la información.....	95
6.2	Aspectos generales para garantizar la fluidez y confiabilidad de la información... 96	
6.3	Actualización del programa de gestión con la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	100
6.4	Eventos de incumplimiento.	100

GRAFICOS

GRÁFICA 2-1 DIAGRAMA ESTRATEGIA "TODOS PONEN, TODOS VIGILAN"	13
GRÁFICA 3-1 NBI EN DEPARTAMENTOS COSTO ATLÁNTICA	23
GRÁFICA 3-2 PERSONAS EN SITUACIÓN DE POBREZA DEPARTAMENTOS COSTA ATLÁNTICA	23
GRÁFICA 3-3 DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO ATENDIDO POR ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	24
GRÁFICA 3-4 DISTRIBUCIÓN DE BARRIOS SUBNORMALES POR DEPARTAMENTO	25
GRÁFICA 3-5 EXPOSICIÓN A BOLSA ELECTRICARIBE 2014 - 2016	27
GRÁFICA 3-6 TARIFA COMPRA DE ENERGÍA ELECTRICARIBE 2014 Y 2015.....	27
GRÁFICA 3-7 COSTO UNITARIO ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. (\$KWH).....	30
GRÁFICA 3-8 EVOLUCIÓN DE LA PUESTA AL COBRO Y RECAUDO	33
GRÁFICA 3-9 RECAUDO POR TIPO DE MERCADO	33
GRÁFICA 3-10 DESAGREGACIÓN DE LA CARTERA	34
GRÁFICA 3-11 PARTICIPACIÓN EN LA DEUDA TOTAL - 20015	35
GRÁFICA 3-12 EDAD DE CARTERA POR MERCADO.....	35
GRÁFICA 3-13 ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA.....	37
GRÁFICA 3-14 ENERGÍA DE ENTRADA SIN ENERGÍA VENDIDA BOLSA	37
GRÁFICA 3-15 ENERGÍA FACTURADA TORAL Y POR ESTRATO ELECTRICARIBE 2015	38
GRÁFICA 3-16 PÉRDIDAS EN LA RED ELECTRICARIBE 2015.....	38
GRÁFICA 3-17 COMPARATIVO ENERGÍA FACTURADA VS. PÉRDIDAS 2015	39
GRÁFICA 3-18 COMPORTAMIENTO DEL ITAD DE LA EMPRESA PARA LOS AÑOS 2014 - 2015	40
GRÁFICA 3-19 COMPORTAMIENTO DE LOS INCENTIVOS Y COMPENSACIONES 2012 AL 2014.....	41
GRÁFICA 3-20 ACUMULDO CALIDAD DE SERVICIO DURACIÓN	42
GRÁFICA 3-21 ACUMULADO CALIDAD DE SERVICIO FRECUENCIA.....	43
GRÁFICA 3-22 DURACIÓN EN HORAS DE LAS INTERRUPCIONES POR TRANSFORMADOR 2014 - 2015 ELECTRICARIBE	43
GRÁFICA 3-23 COMPORTAMIENTO DEL SAIDI Y EL SAIFI DE LA EMPRESA PARA LOS AÑOS 2011 AL 2015	44
GRÁFICA 3-24 PLAN DE MANTENIMIENTO PLANEADO VS. EJECUTADO 2015.....	47
3-25 PLAN DE MANTENIMIENTO MT/BT PLANEADO VS. EJECUTADO 2015	48
GRÁFICA 3-26 MONTO DE INVERSIONES EFECTUADAS EN EL PERÍODO 2018 - 2015	49
GRÁFICA 3-27 DESTINO DE INVERSIONES EFECTUADAS EN EL PERÍODO 2008 - 2015	50
GRÁFICA 3-28 INVERSIONES EN EL SDL 2015 - 2019.....	51
GRÁFICA 3-29 INVERSIONES EN REDES LOCALES.....	51
GRÁFICA 3-30 SEGREGACIÓN DE LA CARTERA POR TIPO DE MERCADO.....	53
GRÁFICA 3-31 SITUACIÓN DE PASIVOS	54
GRÁFICA 3-32 DEUDA TOTAL EN EL SECTOR FINANCIERO	54
GRÁFICA 3-33 PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS POR USUARIO (IV TRIMESTRE 2015)	57
GRÁFICA 3-34 CUADRO COMPARATIVO RECLAMACIONES POR DEPARTAMENTO 2015 - 2016.....	57
GRÁFICA 3-35 RECLAMACIONES POR DEPARTAMENTO 2015	58
GRÁFICA 3-36 COBERTURA CENTROS ATENCIÓN AL CLIENTE.....	58
GRÁFICA 4-1 COMPORTAMIENTO ITAD DE LA EMPRESA PARA LOS AÑOS 2014 - 2015.....	66
GRÁFICA 4-2 COMPORTAMIENTO DEL SAIDI DE LA EMPRESA PARA LOS AÑOS 2011 A 2015	67
GRÁFICA 4-3 COMPORTAMIENTO DEL SAIFI DE LA EMPRESA PARA LOS AÑOS 2011 AL 2015	67

GRÁFICA 4-4 ENERGÍA COMPRADA EN MERCADO MAYORISTA	75
GRÁFICA 4-5 ENERGÍA DE ENTRADA SIN ENERGÍA VENDIDA EN BOLSA	75
GRÁFICA 4-6 ENERGÍA FACTURADA POR ESTRATO	76
GRÁFICA 4-7 COMPORTAMIENTO ENERGÍA FACTURADA VS. PÉRDIDAS	77
GRÁFICA 4-8 EVOLUCIÓN PORCENTAJE DE RECAUDO 2009 - 2015	78
GRÁFICA 4-9 DESAGREGACIÓN DEL RECAUDO	79
GRÁFICA 4-10 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA ATENDIDA DURANTE EL PERÍODO 2010 - 2015	80
GRÁFICA 4-11 IMPACTO DEL CUMPLIMIENTO DE LA META	81
GRÁFICA 4-12 MONTO DE INVERSIONES EFECTUADAS EN EL PERÍODO 2008 - 2015	82
GRÁFICA 4-13 DESTINO DE LAS INVERSIONES EFECTUADAS EN EL PERÍODO 2008 - 2015	82
GRÁFICA 4-14 CONSIDERACIONES SOBRE EL COSTO DE CONFIABILIDAD	84
GRÁFICA 4-15 CRONOGRAMA DE ADECUACIÓN DE OFICINAS	87
GRÁFICA 4-16 CRONOGRAMA REDISEÑO FACTURA	89
GRÁFICA 6-1 FLUJO DE INFORMACIÓN REQUERIDA	95
GRÁFICA 6-2 DIAGRAMA DE ACTIVIDADES A REALIZAR	97

TABLAS

TABLA 2–1 COMPROMISOS DERIVADOS DE LA ESTRATEGIA "TODOS PONEN, TODOS VIGILAN"	14
TABLA 2–2 ACCIONES DE INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL DE LA SSPD	15
TABLA 2–3 ASPECTOS OPERACIÓN Y COMERCIAL IDENTIFICADOS EN VISITAS EN EL 2015	17
TABLA 2–4 HALLAZGOS TÉCNICOS Y COMERCIALES - VISITAS 2015	19
TABLA 2–5 INVERSIONES PLANEADAS PLAN5CARIBE	20
TABLA 3–1 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE MERCADO	26
TABLA 3–2 COBERTURA DE ENERGÍA PARA CUBRIR EL MERCADO REGULADO	28
TABLA 3–3 PAGOS MENSUALES PROMEDIO POR COMPRA DE ENERGÍA EN 2015	29
TABLA 3–4 DESTINO INCREMENTO DE INGRESOS DE COMERCIALIZCIÓN	32
TABLA 3–5 MONTO DE AOM GASTADO Y RECONOCIDO	46
TABLA 4–1 METAS PROGRAMADAS DE GESTIÓN 2016 – 2020	69
TABLA 4–2 METAS PROGRAMADAS DE GESTIÓN 2016 – 2020	69
TABLA 4–3 LÍMITES DEL DNA ESTABLECIDOS POR GRUPO DE CALIDAD	71
TABLA 4–4 ESTRATEGIAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	73
TABLA 4–5 INDICADORES DE PÉRDIDAS 2015 - 2015	77
TABLA 4–6 METAS PROGRAMADAS DE GESTIÓN 2016 – 2020	80
TABLA 4–7 METAS MÍNIMAS DE INDICADOR DE INVERSIONES	83
TABLA 4–8 METAS INDICADOR ATENCIÓN AL USUARIO	85
TABLA 4–9 ADECUACIONES OPERATIVAS Y LOCATIVAS DE LOS CENTROS DE ATENCIÓN	86
TABLA 4–10 NIVEL DE DETALLE FLUJO DE CAJA	90
TABLA 4–11 CUMPLIMIENTO DE LAS METAS Y SU PERIODICIDAD DE SEGUIMIENTO	91
TABLA 5–1 INDICADORES DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE ELECTRICARIBE 2016 – 2020 ..	93
TABLA 5–2 TECHO Y PISO DE LOS INDICADORES DE GESTIÓN	93

1 INTRODUCCIÓN

La prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia, está regido por la Constitución Política Nacional, las Leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994, Ley 143 o Ley Eléctrica de 1994 y la Normatividad expedida por la CREG.

Es así como en el artículo 370 de la Constitución Política se consagra que al Presidente de la República le corresponde señalar con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que presten dichos servicios públicos.

De otro lado la Ley 142 de 1994, en su artículo 2 establece que el “Estado intervendrá en los servicios públicos domiciliarios conforme a las reglas de competencia de que trata la ley entre otros fines, para garantizar su prestación continua e ininterrumpida” y en el parágrafo del artículo 52 establece: “Las empresas de servicios públicos deberán tener un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo que sirva de base para el control que se ejerce sobre ellas. Este plan deberá evaluarse y actualizarse anualmente teniendo como base esencial lo definido por las comisiones de regulación (...)”

Adicionalmente, la misma Ley 142 de 1994 en el artículo 81, incorporó la función de sanción a la Superintendencia y como tal le dio la potestad de imponer sanciones a quien violen las normas a las que deben estar sujetas según naturaleza y gravedad de la falta. En forma complementaria, la Ley 1753 de 2015 – Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018 “Todos por un nuevo País” modificó el numeral 81.2 de la Ley 142 de 1994 aumentando la facultad sancionatoria de la Superintendencia para las personas jurídicas hasta el equivalente a cien mil (100.000) salarios mínimos legales mensuales.

Por su parte, los programas de gestión se encuentran establecidos en el numeral 11 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994 para aquellos casos en que las empresas de servicios públicos amenacen de forma grave la prestación continua y eficiente del servicio a su cargo. En concordancia con esta disposición, el Consejo de Estado¹ ha manifestado la posibilidad que tienen las Superintendencias para establecer criterios y procedimientos en orden a hacer efectiva su facultad de inspección, control y vigilancia.

Por lo anterior, la SUPERSERVICIOS como organismo de carácter técnico y en cumplimiento de sus funciones de inspección, vigilancia y control sobre las entidades y

¹ Sentencia Consejo de Estado del 27 de marzo de 2003

empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y de protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y prestadores, establece el presente **PROGRAMA DE GESTIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN CARIBE**, así como la metodología de seguimiento para evaluar el avance de cada uno de los indicadores definidos y del desempeño total del Programa.

La conformación del **PROGRAMA DE GESTIÓN** se inicia con la recopilación, análisis e integración de la información existente en el SUI y que hacen parte del ejercicio de seguimiento, vigilancia y control, la contenida en la campaña “Todos ponen, todos vigilan” desarrollada por la Superintendencia, la relacionada con los informes del Auditor Externo de Gestión y Resultados, la suministrada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., tanto en reuniones presenciales como por medios digitales, así como la definida en el plan 5 Caribe, . Medidas y estrategias todas estas conducentes a la mejora de las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica en la Región Caribe.

Así mismo, la construcción del **PROGRAMA DE GESTIÓN** tiene como insumo, la realización de diferentes reuniones con los mandatarios regionales, tanto Gobernadores como Alcaldes, en el marco de las estrategias definidas en la cumbre energética efectuada por el Señor Presidente de la República, el 14 de enero de 2016, con el fin de conocer sus proyectos e inconformidades e incorporarlas en el documento.

El **PROGRAMA DE GESTIÓN** está integrado por seis (6) capítulos, que a continuación se describen en manera general:

El capítulo 1 – Introducción, describe el marco general regulatorio y legal mediante el cual se establece el Programa.

El capítulo 2 - Antecedentes, hace un recuento de la historia del Sector de Energía Eléctrica en Colombia y en la Costa Caribe, así como de las principales iniciativas de seguimiento y control adelantadas por la SSPD.

El capítulo 3 – Diagnóstico del Prestador del Servicio y del Mercado en la Región Caribe, plantea las características del mercado atendido, el contexto del mercado mayorista de energía eléctrica, la situación comercial, operacional y financiera, finalizando con las conclusiones del diagnóstico.

En el capítulo 4 – Objeto e indicadores del **PROGRAMA DE GESTIÓN**, se definen los principales indicadores asociados a la prestación del servicio, así como las metas establecidas donde se hace una descripción técnica de la infraestructura eléctrica y los indicadores de la Empresa relacionadas con la prestación del servicio.

En el capítulo 5 - Metodología de evaluación del **PROGRAMA DE GESTIÓN**, en la cual se establece como TECHO la meta ideal de cumplimiento a la que debe llegar la Empresa, que es del 100% en todos los campos de evaluación y seguimientos definidos, y fija un límite inferior llamado PISO, por debajo del cual la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., entraría en causal de control máximo por parte de esta Entidad.

El seguimiento a la ejecución y actualización del **PROGRAMA DE GESTIÓN** y las causales de incumplimiento se plantean en el capítulo 6, desagregado por indicadores en los periodos establecidos, así como los lineamientos para la presentación de la información.

Finalmente, se constituye el **PROGRAMA DE GESTIÓN** como el instrumento de Vigilancia, inspección y Control mediante el cual la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios fortalece su función de seguimiento a las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios buscando con ello, aportar al logro de mayores niveles de competitividad en la Costa Caribe Colombiana.

2 ANTECEDENTES

2.1 Historia del Sector de Energía Eléctrica

2.1.1 En Colombia²

El suministro de energía eléctrica, con un enfoque comercial, comenzó en Colombia por iniciativa privada a finales del siglo XIX, cuando en el año 1888 se creó la empresa Bogotá Electric Light Company. En los años siguientes, impulsados igualmente por iniciativa privada se fueron desarrollando en forma aislada, en las principales ciudades del país incluyendo las de la Costa Atlántica, sistemas de generación – distribución.

En la primera mitad del siglo XX, las empresas eléctricas privadas fueron adquiridas por la Nación, iniciándose un proceso de estatización fundamentado en razones económicas debido a la incapacidad de los empresarios privados para acometer las inversiones requeridas por el crecimiento de la demanda y la necesidad de masificar el servicio de electricidad en el territorio nacional.

El proceso de estatización se consolida con la creación en 1946 del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, ELECTRAGUAS, como incubadora de empresas regionales de naturaleza pública o mixta, autónoma y descentralizada.

Al final, quedaron constituidas las siguientes Electrificadoras departamentales y distritales:

² Plan Maestro de energía para el Distrito Especial de Bogotá- 2003

- Centrales Eléctricas del Norte de Santander -CENS (1955)
- Centrales Eléctricas de Nariño (1955)
- Centrales Eléctricas del Cauca (1955)
- Centrales Eléctricas del Huila (1947)
- Centrales Eléctricas del Tolima (1955)
- Central Hidroeléctrica de Caldas –CHEC-(1950)
- Centrales Hidroeléctricas del Río Lebrija (1950)
- Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá –CHIDRAL (1950)
- CVC (1954)
- Empresa de Energía de Bogotá (1954) y CAR
- Empresas Públicas de Medellín (1955)
- Electrificadora de Antioquia (1958)
- Electrificadora de Atlántico (1956)
- Electrificadora de Bolívar (1954)
- Electrificadora de Boyacá (1955)
- Electrificadora de Córdoba (1958)
- Electrificadora de Cundinamarca (1958)
- Electrificadora del Chocó (1958)
- Electrificadora de Magdalena (1958)

Desde entonces, el sistema eléctrico funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica, se debió al desarrollo regional que presentaba el país.

Más tarde el sistema eléctrico colombiano se interconectó, y fue así como nació en 1967 ISA -Interconexión Eléctrica S.A., permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, con el fin de lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad energética de todo el sistema. ISA se encargaba de la coordinación del suministro de electricidad, siguiendo procesos de optimización, del planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión y, si era necesario, de la construcción y operación de algunas de las nuevas centrales de generación.

Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cual generó un deterioro en el desempeño de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con sobre costos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

Por otro lado, en todo el mundo comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

El cambio era radical:

- Introducir competencia en el sector eléctrico.
- Permitir la inversión privada, llegando al punto de privatizar las compañías estatales.
- Eliminar la integración vertical, separando los negocios de transmisión, distribución y generación.
- Dejar al estado solamente el papel de ente regulador

Ante los hechos anteriormente mencionados, a principios de los años noventa se vio la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido.

Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado ha sido desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

2.1.2 En la Región Caribe ³

En relación con el servicio de energía eléctrica en la Región Caribe, una vez reestructurado el sector en 1995 y como resultado de este modelo se desarrolló un mercado competitivo en generación con una importante participación de inversionistas privados y se consolidó la red de transmisión nacional que hizo posible el transporte confiable de electricidad a lo largo del país.

La situación se agravó aún más con el fenómeno del “Niño” que se presentó en el verano de 1997 y disparó los precios de la Bolsa de Energía, donde las electrificadoras públicas de la Costa Atlántica adquirían energía ante la imposibilidad de mantener contratos a largo plazo, dado su reiterado incumplimiento en los pagos

³ Página web - ELECTRICARIBE

Las electrificadoras, que ya tenían problemas financieros, dejaron de cumplir sus obligaciones en la bolsa y en marzo de 1998, la Superintendencia de Servicios Públicos debió ordenar la toma de posesión de sus negocios y bienes.

Con el objeto de ponerle fin a la grave crisis, que además empeoraba la ya precaria situación fiscal, el gobierno nacional consideró indispensable llevar a cabo una completa reorganización y capitalización del sector.

El diagnóstico general concluyó que la capitalización de las electrificadoras existentes no era recomendable, dada la ausencia de estados financieros e información confiable, por lo que se decidió la creación de cinco nuevas empresas para la prestación del servicio público, entre las cuales se encontraban ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA, que realizarían las actividades de distribución y comercialización de energía.

Producto de este proceso en agosto de 1998 ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA fueron capitalizadas en un 65% por el consorcio conformado entre Houston Industries y Electricidad de Caracas, y se les transfirieron todos los activos, algunos pasivos y se realizó la sustitución de los trabajadores y pensionados de las anteriores electrificadoras públicas (Atlántico, Magdalena, César, Guajira, Bolívar, Córdoba, Sucre y Magangué). El 35% restante quedó en manos de las anteriores electrificadoras y CORELCA.

Pese a la privatización, las empresas no despegaron y los inversionistas iniciales vendieron su participación a Unión Fenosa, empresa con una gran solidez económica e importante capacidad técnica y operativa, que asumió el control de las compañías en noviembre del año 2000.

Los primeros años no fueron fáciles: los altos índices de desempleo y pobreza, el alto grado de subnormalidad eléctrica, unas zonas de muy difícil acceso y una estructura tarifaria y regulación poco acorde con las particularidades de la región, dificultaron el proceso. Pronto se inició un trabajo conjunto entre gobierno, tanto local como nacional, la empresa y la comunidad, para poder alcanzar la estabilidad operativa y financiera y lograr prestar un buen servicio.

Luego de haber alcanzado la estabilidad operativa y financiera, se consideró indispensable avanzar en la consolidación de una empresa capaz de afrontar mejor el crecimiento y realizar las inversiones requeridas para prestar un mejor servicio, fusionando ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA.

Esta fusión se formalizó en diciembre de 2007, después de surtir todos los trámites de ley ante la Asamblea de Accionistas de las empresas, la Superintendencia de Servicios Públicos y la Superintendencia de Sociedades. Como consecuencia de esta fusión ELECTRICARIBE, adquirió los bienes, derechos y obligaciones de ELECTROCOSTA y

todos los trabajadores, pensionados y clientes de ELECTROCOSTA pasaron a ELECTRICARIBE en las mismas condiciones.

2.2 Iniciativas de Seguimiento y Control

2.2.1 Estrategia SSPD “Todos Ponen, Todos Vigilan”

En el marco de la Estrategia Caribe y en concordancia con los primeros lineamientos del Plan 5 Caribe, donde se identificó la necesidad de darle herramientas a la SSPD para fortalecer el esquema de seguimiento, vigilancia y control, la SSPD durante el año 2015 y en lo corrido del 2016, ha venido realizando las siguientes acciones:

- Seguimiento al impacto que las inversiones realizadas en el SDL se generarán sobre el mejoramiento en la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica en la Costa Caribe.
- Seguimiento al mejoramiento en la atención comercial por parte de ELECTRICARIBE, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: Número de Oficinas de Atención al Cliente, Tiempo de respuesta a las PQR's, Número de mantenimientos preventivos y correctivos.
- Participación en la estructuración del Decreto, mediante el cual la Superintendencia podrá imponer sanciones hasta los 100.000 SMMLV ante incumplimientos normativos teniendo en cuenta el impacto en la prestación del servicio.

De otra parte y en relación a la estrategia interinstitucional “Todos Ponen, Todos Vigilan” diseñada por la SSPD, se definieron planes a corto plazo, campañas de divulgación y priorización de proyectos, como parte de los compromisos para que todas las entidades del orden nacional y local, vinculadas a la estrategia, contribuyeran a mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica en la región Caribe, desde su rol y ámbito de competencia, tal y como se describe en la Gráfica 2–1

Gráfica 2–1 Diagrama estrategia "Todos Ponen, Todos Vigilan"



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Dicha estrategia divulgada en junio de 2015, mediante reunión de articulación convocada por la SUPERSERVICIOS y con la participación de diferentes entidades del orden Nacional y local, contribuyó a la definición y establecimiento de los siguientes compromisos

Tabla 2–1 Compromisos derivados de la estrategia "Todos Ponen, Todos Vigilan"

COMPROMISO	LIDERA	VINCULADOS	FECHA
PLAN A CORTO PLAZO			
Incremento de 73 brigadas de atención de daños		ELECTRICARIBE	Diciembre de 2015
Incremento de 15 brigadas de poda		ELECTRICARIBE	
Cobertura del 100% en oficinas de atención al cliente en los municipios de la Costa Caribe	ELECTRICARIBE	ELECTRICARIBE, ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES Y 7 GOBERNACIONES	
Gestion con corporaciones autonomas regionales para permisos de poda y viabilidad de proyectos	GOBERNACIONES Y ALCALDIAS	ALTA CONSEJERIA, PROCURADURIA	31 de Julio de 2015
CAMPAÑA DE DIVULGACION			
Diseñar una campaña de divulgación de derechos y deberes, socializada principalmente con los usuarios	DEFENSORIA DEL PUEBLO SUPERSERVICIOS	ELECTRICARIBE, ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES, MME, SUPERSERVICIOS, DEFENSORIA DEL PUEBLO, PROCURADURIA, FEDERACION NACIONAL DE DEPARTAMENTOS Y 7 GOBERNACIONES	31 de Julio de 2015
Publicar la matriz de compromisos en la pagina Web de la Superintendencia		SUPERSERVICIOS	1 de julio de 2015
PRIORIZACION PROYECTOS DEL PLAN DE INVERSIONES			
Gestionar la declaración de los proyectos incorporados en el plan de inversiones como: PROYECTOS ESTRATEGICOS NACIONALES	MME	ELECTRICARIBE, ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES, MME	31 de Julio de 2015
Convocatorias Express	UPME MME	ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES, MME UPME	31 de Julio de 2015
TITULARIZACION DE RECURSOS DE SUBSIDIOS			
Gestionar la titularización de los recursos de subsidios y los fondos asignados en el Plan Nacional de Desarrollo	ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES	ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES - MME	31 de Julio de 2015
GERENCIA PLAN CARIBE			
Gestionar la designación de un gerente del proyecto	MME	ALTA CONSEJERIA PRESIDENCIAL REGIONES - MME	31 de Julio de 2015
GESTION PROYECTOS PRONE FAER			
Visitas a proyectos PRONE FAER suspendidos por falta permisos y aportes de servidumbres, lotes u oposición de la comunidad	MME	MME, SSPD, GOBERNACIONES, ALCALDES, PROCURADURIA	AGOSTO SEPTIEMBRE 2015
Inventario de proyectos PRONE FAER suspendidos por falta permisos y aportes de servidumbres, lotes u oposición de la comunidad		ELECTRICARIBE	15 de Julio de 2015
PAGO CARTERA OFICIAL			
Gestión de pago cartera oficial entes territoriales	GOBERNACIONES Y ALCALDIAS	ALTA CONSEJERIA, FEDERACION DEPARTAMENTOS, FEDERACION NACIONAL DE MUNICIPIOS, ASOCAPITALES, PROCURADURIA	15 de Julio de 2015

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

2.2.2 Acciones SSPD continuas de Inspección, Vigilancia y Control

Adicional al compromiso de la Superintendencia en el marco del Plan 5 Caribe y del fortalecimiento de la supervisión a través de la estrategia "Todos ponen, todos vigilan", la entidad continúa realizando de manera paralela su ejercicio de inspección, vigilancia y control durante el año 2015, a través de los elementos que se indican a continuación y

mediante visitas en terreno, reuniones con el prestador del servicio y diferentes consultores:

Tabla 2–2 Acciones de Inspección, Vigilancia y Control de la SSPD

Acciones de Inspección y Vigilancia	Acciones de Control
<p>Visitas a los circuitos de distribución de las zonas con mayor problemática del servicio en las capitales de los departamentos de la Costa Atlántica para verificar el estado de la infraestructura.</p>	<p>Sanciones Impuestas a ELECTRICARIBE Con base en el seguimiento ejecutado por la SSPD a través de vista de inspección y la implantación de estrategias, durante el año 2015 la entidad dejó en firme 4 procesos de vigencias anteriores y falló 3 procesos de investigación, por valor aproximado de \$1,600 millones. Principales Causales: Se presentaron por falla en la prestación del servicio, incumplimientos relacionados con calidad de la potencia y por no contar unidad de reserva de conformidad con la regulación vigente.</p>
<p>Mediciones sobre los parámetros de tensión en estado estacionario (fluctuaciones o variaciones sobre el nivel de voltaje, parpadeos), Frecuencia (Parpadeo y mal funcionamiento de electrodomésticos), y Armónicos sobre una muestra de 11 subestaciones ubicadas en el Sistema de Trasmisión Regional Norte, operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.</p>	<p>Investigaciones en curso: Actualmente se tramitan en la Dirección de Investigaciones de la SDEG, 32 solicitudes de investigación en contra de la mencionada empresa, entre otras, por las siguientes causales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mal cálculo de AOM • No respuesta a requerimientos. • Violación al debido proceso • Falla en la prestación del servicio. • Cobros con reconexión no autorizada. • Zona Especial sin acuerdo suscrito con representantes comunitarios. • Violación al art. 1 de la Res. MME 182148 de 2007 y art. 17 de la Res. CREG 097 de 2008. • Facturación.

Acciones de Inspección y Vigilancia	Acciones de Control
<p>Reanudación de las mesas de trabajo mensuales entre el CSMEM y XM, teniendo como resultado de éste ejercicio un conocimiento más detallado del comportamiento del prestador ante los compromisos con el MEM.</p> <p>El CSMEM elaboro el informe No. 101 denominado “ELECTRICARIBE una crisis que requiere fortalecimiento urgente en distribución”, en el que se detalla la problemática del sector.</p>	
<p>Contratación de consultoría (Energy Co - Energy Computer Systems) quien entregó como producto inicial la definición georeferenciada de aquellos puntos críticos del sistema, en términos de duración y frecuencia de las interrupciones.</p>	
<p>Reuniones con el Auditor Externo de Gestión y Resultados (Deloitte) sobre la gestión de ELECTRICARIBE en aspectos técnico, operativo, financiero y comercial de los resultados de los periodos 2011 a 2014, así como el diagnóstico preliminar de la auditoría efectuada para el año 2015.</p>	

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Otras de las actividades continuas que viene desarrollando la SUPERSERVICIOS, en el marco de su función de vigilancia y seguimiento, a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., son:

- Seguimiento al comportamiento de los indicadores de calidad de duración y frecuencia de interrupciones del servicio de las empresas que se encuentran en el esquema de calidad establecido por la resolución CREG 097 de 2008.
- Seguimiento transacciones en el MEM - ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Participación en el grupo de trabajo del área Caribe liderado por UPME para identificar medidas de choque que minimicen riesgos de desatención de la demanda. (MME, UPME, CNO, SSPD, XM, Agentes)

- Análisis Tarifario

Seguimiento comparativo de las tarifas publicadas por las empresas y verificación del cumplimiento de las metodologías aplicadas por la CREG.

Seguimiento a los impactos de las nuevas metodologías aprobadas por la comisión de regulación.

Igualmente, vale la pena destacar las visitas realizadas el año pasado a varios departamentos atendidos por ELECTRICARIBE, en las cuales se identificaron los siguientes aspectos operacionales y comerciales:

Tabla 2–3 aspectos Operación y Comercial identificados en visitas en el 2015

Departamento	Hallazgos Operacionales	Hallazgos Comerciales
Córdoba	<ul style="list-style-type: none"> • Estructura tipo poste en mal estado y desaplomados. • Infraestructura de sistema de distribución local dentro de las viviendas. • Acercamiento de vegetación y viviendas a las redes (distancia de seguridad). • Elementos extraños en la red (limpieza). • Retenidas dentro de las viviendas. • Sobrecarga de transformadores. • Protecciones de transformadores averiadas. • Medidores deteriorados y sin tapa. • Medidores instalados por debajo de la altura establecida por el RETIE. • Acometidas domiciliarias instaladas a baja altura. • Conexiones ilegales 	<ul style="list-style-type: none"> • El 85% de los reclamos recibidos altos costos en la facturación. • Mediciones que no reflejan el consumo real del usuario. • Cobro de reconexión sin hacer efectiva la suspensión. • Cobro desconocido de terceros en la facturación (Seguro protege tu mundo). • Cobros por energía consumida dejada de facturar. • Display de medida centralizada averiados, lo cual no permite que los usuarios conozcan su consumo (Furatena).
Sucre	<ul style="list-style-type: none"> • Estructuras tipo poste en mal estado y desaplomados. • Infraestructura de sistema de distribución local dentro de las viviendas. • Acercamiento de vegetación y viviendas a las redes (distancia de seguridad). • Transformadores en mal estado • Conexiones ilegales. 	<ul style="list-style-type: none"> • El 75% de los reclamos recibidos altos costos en la facturación. • Mediciones que no reflejan el consumo real del usuario. • Cobro de reconexión sin hacer efectiva la suspensión. • Cobro desconocido de terceros en la facturación (Seguro protege tu mundo). • Cobros por energía consumida dejada de facturar. • Cobro por alquiler de medidor supera los seis meses.

Departamento	Hallazgos Operacionales	Hallazgos Comerciales
		<ul style="list-style-type: none"> Debido proceso en el retiro y cambio del medidor Morosidad en la facturación
Atlántico	<ul style="list-style-type: none"> Potería en mal estado. Postes desaplomados. Infraestructura de sistema de distribución local dentro de las viviendas. Acercamiento de redes a vegetación. Transformadores en mal estado. Transformadores sobrecargados. Acercamiento de redes a vivienda (distancia de seguridad). Fluctuaciones de voltaje Caja de abonados abiertos. Postes sin uso aún instalados. Redes ubicadas en postes en mal estado, se deben trasladar a los postes nuevos que están en la misma zona. Verificación posición de TAPS transformadores. Utilización de empalmes aluminio – cobre con conectores certificados. Mejora de mantenimientos estructuras media tensión. Conexiones ilegales. 	<ul style="list-style-type: none"> El 60% de los reclamos recibidos altos costos en la facturación. El segundo ítem más reclamado corresponde a cobros por energía consumida dejada de facturar. Debido proceso en el retiro y cambio del medidor Mediciones que no reflejan el consumo real del usuario (estimación de consumo). Cobro de reconexión sin hacer efectiva la suspensión. Reclamos por facturaciones que se encuentran en mora, y el usuario indica desconocer dichos valores.

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

En suma y una vez cruzada la problemática identificada en los tres departamentos visitados, de manera transversal y consolidada se identifican los hallazgos de orden técnico y comercial encontrados:

Tabla 2–4Hallazgos Técnicos y Comerciales - Visitas 2015

HALLAZGOS TÉCNICOS		HALLAZGOS COMERCIALES	
Hallazgo	Numero de Hallazgos	Causas de Reclamación	% reclamaciones
Acometidas que no cumplen RETIE	4	No respuesta a las peticiones de los usuarios	5
Medidores deteriorados y sin tapa	5	Facturación que se encuentra en mora y el usuario desconoce los valores	8
Limpieza de redes	5	Debido proceso en el retiro y cambio del medidor	22
Acercamiento a Vegetación (PODA)	180	cobro por alquiler de medidor por más de 6 meses	8
Redes en mal estado	52	Display de medida centralizado averiados	2
Sobre carga de trasformadores	39	Cobros por ECDF	20
Trasformadores en mal estado	109	Cobros desconocidos de terceros	2
Infraestructura de SDL dentro de las viviendas	35	cobros de reconexión sin suspensión	5
Distancias de seguridad	62	Medición no refleja el consumo real	10
Postes desplomados	82	Altos costos de facturación	18
Postes en mal estado	346	TOTAL	100
TOTAL	919		

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Para los aspectos detectados se estableció con la empresa un plan de trabajo con compromisos concretos en cada departamento, cuyo cumplimiento fue verificado por la Superintendencia al cierre del año 2015.

2.2.3 Plan5Caribe

Con el objeto de establecer medidas que contribuyeran a mejorar las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica en la Región Caribe, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, estructuró el Plan 5 Caribe. Complementariamente, la SUPERSERVICIOS como ya se mencionó, implementó la estrategia “Todos ponen, todos vigilan” con el objeto de articular interinstitucional e integralmente el ejercicio, de tal modo que cada entidad contribuya desde su rol, a la sostenibilidad energética en el Caribe colombiano.

A través del referido Plan 5 Caribe, se definieron lineamientos generales para que los usuarios más pobres contaran con mayores subsidios para el pago de las tarifas de energía; recursos adicionales para el desarrollo de nuevas inversiones que contribuyan al incremento de la cobertura; la identificación de aquellos proyectos prioritarios en el STR y

SDL, con mayor impacto en la calidad del servicio; la promoción de mecanismos regulatorios como el esquema de convocatorias para la apertura de la inversión en aquellas obras a las cuales haya renunciado de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P; y mayores herramientas a la Superintendencia de Servicios Públicos para el seguimiento, vigilancia y control a través de la imposición de programas de gestión e incremento de su capacidad sancionatoria. A continuación, se detallan las líneas de acción que se incluyeron en el Plan 5 Caribe:

Primero. El Gobierno Nacional implementará tres acciones para ayudar a dos millones familias de bajos recursos a pagar la factura:

- a. Continuación de los subsidios del 60 por ciento para estrato 1 y 50 por ciento para estrato dos.
- b. Incremento en los recursos del Fondo de Energía Social (FOES). Con este recurso se proyecta un impacto positivo en la mitad de las familias en la Costa Caribe.
- c. Unificación de los mercados atendidos por ELECTRICARIBE y Energía Social para mitigar la disminución del riesgo de cartera.

Segundo. Incremento de los recursos para inversiones en Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), a partir del 2016. De igual forma, se realizará el pago de vigencias anteriores del FOES (205 mil millones).

Tercero. Ejecución de un plan inversiones por cuatro billones de pesos para 394 proyectos del sistema de transmisión nacional y regional, así como en el Sistema de Distribución Local.

Cuarto. Incremento de la inversión y apertura del mercado a la competencia a través de convocatorias para los proyectos del STN y STR.

A continuación, se muestra de manera consolidada, las inversiones que se realizarán en el marco de la estrategia Plan5Caribe, las cuales suman \$4,2 Billones y que se efectuaran mediante los mecanismos y fuentes anteriormente señalados.

Tabla 2–5 Inversiones planeadas Plan5Caribe

Tipo de Inversión	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Inversión Electricaribe	135	258	231.092	240	250	1,114
Convocatoria STN/STR	165	648	422	1,235	321	2,791
Recursos PRONE	51	35	35	35	35	191
Recursos FAER	17	43	25	25	25	135
	367	985	713	1,535	631	4,230

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Quinto. Vigilancia y control más severos por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dotándola de una mayor capacidad de acción para imponer sanciones, incrementando estas de dos mil salarios mínimos a cien mil salarios, así como la facultad para imponer programas de gestión.

No obstante, se definieron inicialmente estos primeros cinco lineamientos del Plan 5 Caribe, tras la cumbre energética liderada por el Señor Presidente de la República, en el mes de enero de 2016, se acordó con el concurso de los nuevos gobernadores de la región, los representantes del sector privado y las entidades del gobierno del orden nacional vinculadas al proceso, la segunda fase del mismo plan, donde se contemplaron otras series de medidas consistentes en:

Sexto. Elección de un Gerente para el Plan 5 Caribe que tendrá como función la coordinación y seguimiento a los compromisos, así como de reporte de avances.

Séptimo. Programa de normalización en barrios de forma organizada. Aportes de recursos del Gobierno Nacional -PRONE- y apoyo de gobernaciones, alcaldías y de la empresa prestadora del servicio en la región, en la estructuración de las bases técnicas para la normalización.

Alineamiento del Plan 5 Caribe con los Planes de Ordenamiento Territorial. Identificación de la ruta a seguir en materia de POT, para que el plan de inversiones en el Sistema de Distribución Local asociado a la normalización de barrios subnormales no tenga restricciones.

Octavo. Socialización del plan de inversiones. La empresa prestadora del servicio de energía eléctrica en el Caribe elaborará el cronograma de trabajo para presentar el plan de inversiones a la región, ajustarlo a las necesidades y recibir retroalimentación de los actores principales.

Noveno. Deuda territorial. Revisión del tema de la deuda territorial, pasivo que tiene por objetivo convertirse en capital para inversión. Para este fin quedaron establecidos compromisos de trabajo con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y su Dirección de Apoyo Fiscal. Adicionalmente, se realizó la solicitud a la Federación de Departamentos para que apoye el Plan5Caribe con la gestión necesaria para acelerar el pago y convertir ese pasivo fiscal en inversión de calidad para las redes de transmisión del Caribe colombiano.

Décimo. Esquema de capitalización. Presentación de la empresa a su Junta Directiva en España, la solicitud de capitalización y responderlo en los próximos dos meses.

Décimo Primero. Delegado de la SUPERSERVICIOS ante ELECTRICARIBE. Nombramiento de un delegado por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos para

la supervisión, vigilancia, seguimiento y control a los compromisos que adquirió la empresa para mejorar el servicio.

Décimo Segundo. Construcción de un documento CONPES para priorizar proyectos esenciales. Consolidación de las iniciativas asociadas al Plan5Caribe en una propuesta formal de política energética y definición de los proyectos de infraestructura allí contenidos, como planes de interés estratégico y nacional - PINES.

No obstante, las acciones planteadas por el Gobierno Nacional a través de las estrategias anteriormente mencionadas, la ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. ha manifestado la necesidad de que se articulen medidas por parte del Estado Colombiano de carácter regulatorio, financiero y legal, entre ellas:

- Mecanismos de saneamiento de la cartera oficial y un procedimiento para el pago regular de la cartera corriente de entes oficiales y barrios subnormales;
- Medidas regulatorias que reconozcan en el marco de la nueva metodología de distribución cargos que garanticen la suficiencia financiera del prestador mediante el reconocimiento de las particularidades del mercado atendido, perdidas reales inversiones y mantenimientos;
- Medidas que fortalezcan el tratamiento del Fraude de Energía;
- Adopción de estrategias financieras, como un crédito puente de la banca pública para ejecutar las inversiones previstas;
- Ampliación del plazo de pagos al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del MEM de 15 a 60 días.

3 DIAGNÓSTICO DEL PRESTADOR DEL SERVICIO Y MERCADO EN LA REGIÓN CARIBE

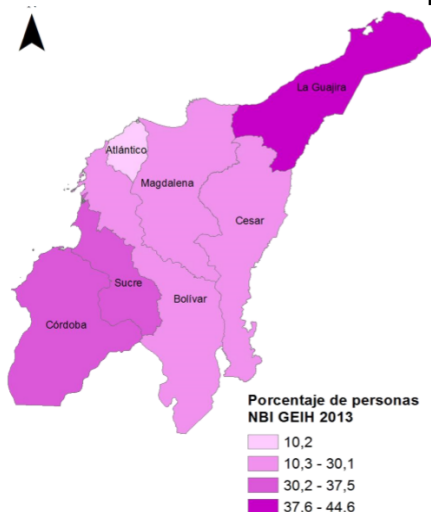
A continuación se presentan las características del mercado, así como un diagnóstico integral e indicativo de los componentes comerciales, operacionales y financieros; con base en los cuales se definieron los indicadores y metas del Programa de Gestión.

3.1 Características Mercado Atendido por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

3.1.1 Concentración de la Pobreza

El mercado de la Región Caribe, atendido por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., presenta una serie de particularidades socio-económicas caracterizadas por una concentración de la pobreza y subdesarrollo. El porcentaje de las NBI en todos los departamentos de la Región son superiores al promedio nacional 14,6%. Particularmente, se registran índices superiores al 37.6 % en el Departamento de la Guajira, con excepción de Atlántico, como se indica a continuación:

Gráfica 3–1 NBI en departamentos Costa Atlántica



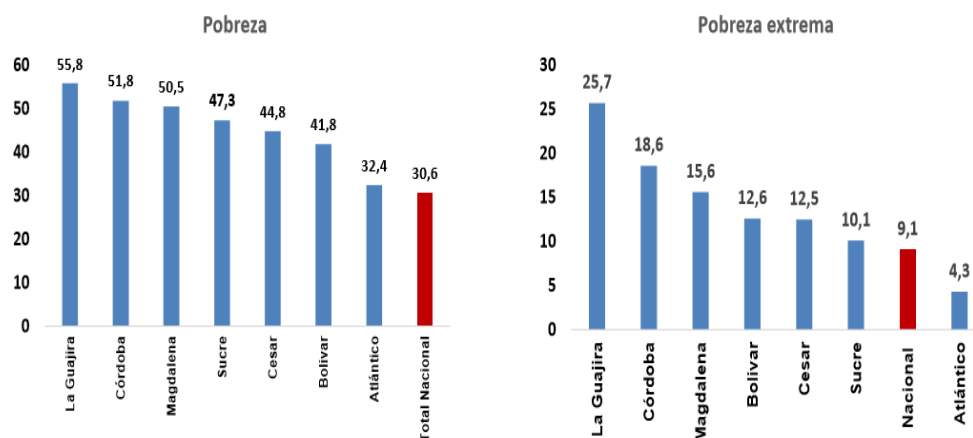
Según cálculos a partir de la GEIH 2013, el **26,9%** de las personas de la región **Caribe**, presenta Necesidades Básicas Insatisfechas-**NBI**, situándose por **encima** del **promedio Nacional** (14,6%)

La Guajira presenta la mayor proporción con **44,6%**, seguida de **Córdoba** (37,5%) y **Sucre** (31,9%).

Fuente: DNP- Bases Plan Nacional de Desarrollo, 2014.

En cuanto a personas en situación de pobreza, todos los departamentos de la región superan al Promedio Nacional. En cuanto a pobreza extrema, igualmente, todos superan el promedio nacional, con excepción de Atlántico.

Gráfica 3–2 Personas en situación de pobreza Departamentos Costa Atlántica



Fuente: DANE – GEIH 2013. Cálculos: DNP – DDS. San Andres ND.

Estas particularidades socio- económicas se ven reflejadas en la conformación del mercado que atiende la empresa, el cual está compuesto en un cincuenta por ciento (50%) por usuarios de las denominadas Zonas Especiales (esto es 1.273.931 usuarios pertenecientes a los Barrios Subnormales, Zonas de Difícil Gestión y Áreas Rurales de Menor Desarrollo); además, de un 41% que pertenecen a los estratos socio-económicos 1, 2 y 3 (1.049.444

usuarios); con lo cual, solo el 9% restante de los usuarios pertenecen a los sectores residenciales de los estratos 4, 5 y 6, comerciales e industriales, para un total de 2.6 millones de clientes, ubicado a lo largo de los 186 municipios y siete departamentos.

Gráfica 3–3 Distribución del mercado atendido por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

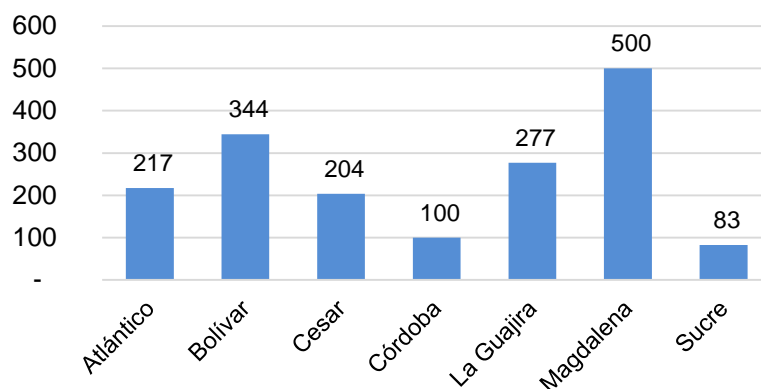


Fuente: UPME-SIEL, 2014- ELECTRICARIBE S.A E.S.P.

En relación al segmento residencial, el 52% de los clientes de este sector corresponden al estrato 1, mientras que en las demás regiones del país representa el 28%, además de contar este mercado con un amplio número de clientes en su base correspondientes al Estrato 3.

Respecto a los barrios subnormales, se concentra el 80% de estos en la Región Caribe equivalente a 1.725 barrios subnormales, ubicados básicamente en Magdalena y Bolívar.

Gráfica 3—4 Distribución de barrios subnormales por Departamento



Fuente: UPME-SIEL, 2014

En particular y asociada a la capacidad adquisitiva de los usuarios, los Barrios Subnormales y Zonas Especiales tienen ingresos muy inferiores al costo de la canasta básica de productos y servicios (de acuerdo con las cifras oficiales del DANE). En el año 2013, este fue de \$429 USD al mes por familia en la Región Caribe, mientras que el ingreso promedio mensual de una familia de un Barrio Subnormal fue de tan solo 123 USD. Por lo tanto, los ingresos de los usuarios de estos barrios no alcanzan en algunos casos a cubrir los gastos de la canasta familiar ni el costo de la factura del servicio de energía eléctrica a su cargo, inclusive una vez aplicados los subsidios por menores tarifas y el FOES.

Estas variables de mercado en la Región Caribe se constituyen en uno de los factores que más incide en los altos niveles de cartera y pérdidas de energía, lo cual implicó para la empresa unos menores ingresos en aproximadamente \$800,000 MCOP y en consecuencia menos capacidad para ejecutar las inversiones requeridas en el Sistema de Transmisión Regional y en el Sistema de Distribución Local.

3.1.2 Crecimiento de la Demanda

En el 2015, la demanda de energía eléctrica en Colombia fue de 66.712 GWh, registrándose un incremento en un 4,1% respecto al año anterior. Particularmente, en la región Caribe la demanda alcanzó los 17.795 GWh al año, lo que representa el 22,4% de la demanda total del país, con una tasa de crecimiento de 6,27%. En el siguiente cuadro, se registra el crecimiento de la demanda por segmento de consumo, presentándose el mayor crecimiento en las zonas especiales y el mercado gestionable.

Tabla 3–1 Demanda de energía eléctrica por tipo de mercado

	Total 2014	Total 2015	R15/R14
<u>ZZEE</u>	-	-	-
E. Adquirida (Gw/h)	2.674,03	2.859,63	6,94%
<u>Subnormales</u>	-	-	-
E. Adquirida (Gw/h)	1.108,04	1.136,78	2,59%
<u>Resto de Mercado</u>	-	-	-
E. Adquirida (Gw/h)	9.732,34	10.368,85	6,54%
<u>Total</u>	-	-	-
E. Adquirida (Gw/h)	13.514,41	14.365,26	6,30%

Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

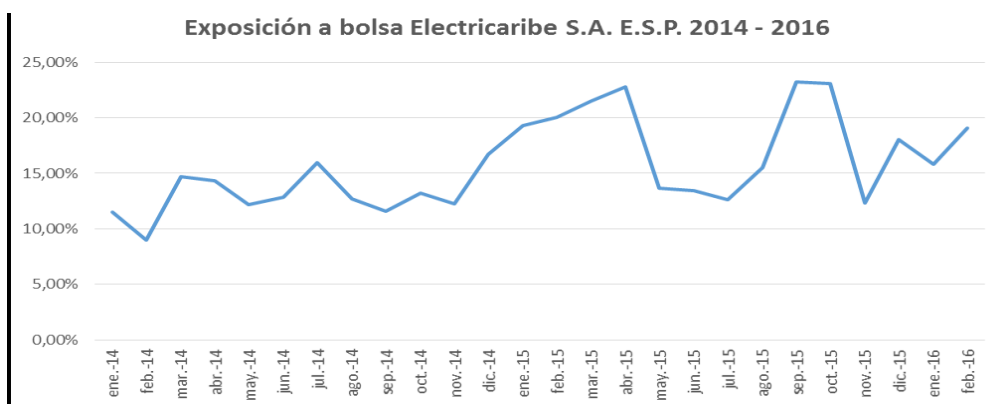
Cabe anotar que el incremento de la demanda en la Región Caribe, la cual creció en un 6,2%, respecto al promedio nacional, sumado al rezago en materia de inversiones, ha venido afectando la frecuencia de las interrupciones y los niveles calidad de potencia o llámesele los niveles de tensión/voltaje, evidenciando un sub-dimensionamiento de la infraestructura existente y de la necesidad de reponer dicha infraestructura para garantizar la atención de la nueva demanda.

3.2 Contexto Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

La ocurrencia del Fenómeno del Niño y la exposición a bolsa de algunos comercializadores, entre ellos, Electricaribe S.A. E.S.P., incidió en unos altos costos de compra de energía. La exposición de la empresa a bolsa, a partir del mes de septiembre de 2015, ante el vencimiento de un acuerdo de energía para el cubrimiento del 8% de su demanda regulada, incrementó su exposición de un 12% a un 22%, aproximadamente. Precisamente durante esos meses, se registraron unos precios de más de \$1.500/kWh en la bolsa de energía llegando casi a los \$ 2.000 /kWh los cuales fueron techados a (\$ 800/kWh) en octubre de 2016, mediante la Resolución CREG. 172 de 2015. Por su parte, el precio de escasez se situó alrededor de \$ 302/kWh, máximo a trasladar al usuario final.

Si bien Electricaribe S.A. E.S.P. en los últimos años ha registrado una alta cobertura en compra de energía a largo plazo, alrededor del 89%, como se indica en el siguiente gráfico, su exposición a bolsa se incrementó a finales de 2015, tal y como se indicó anteriormente. Lo anterior, originado ante la ausencia de ofertas por parte de los generadores para la celebración de contratos bilaterales de compra de energía.

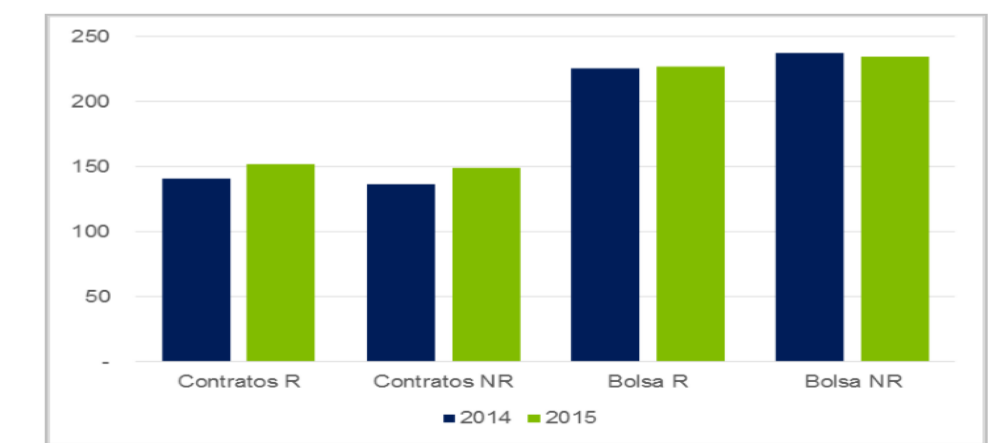
Gráfica 3–5 Exposición a Bolsa ELECTRICARIBE 2014 - 2016



Fuente: Portal BI - XM S.A. E.S.P. Corte a 18 de febrero de 2016

La tarifa promedio de compra de energía en contratos durante el 2015 fue de \$152/kWh, registrándose un crecimiento del 9%, frente al 2014, explicada por el crecimiento de la tarifa promedio de compra en contrato (Mercado Regulado) que ascendió a un 8.1%, y a la de compra en contratos para el (Mercado No Regulado) que registro un crecimiento del 8.8%. La exposición a bolsa de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P en promedio fue del 18% en el 2015, frente al 13% del 2014. La tarifa promedio de compra en bolsa ascendió a \$231.51 kWh en el 2015. En el siguiente grafico se indican las tarifas promedio de compra para el esquema de contratos y bolsa:

Gráfica 3–6 Tarifa compra de energía ELECTRICARIBE 2014 y 2015



Fuente: Informe Deloitte- Indicadores de Gestión 2015 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P

Durante el año 2015, se realizaron 13 convocatorias para cubrir el mercado regulado de energía para los años 2015 a 2020. Para el año en curso (2016) la cobertura de energía en firme se mantendrá en un 82% descendiendo gradualmente, en caso de que las condiciones de oferta de energía no varíen, a un 56% en el 2017, 45% en el 2018; a un 22% en el 2019 y a un 4% en el 2020 como se demuestra a continuación.

Tabla 3–2 Cobertura de energía para cubrir el mercado regulado

2015

Precio de energía (COP/kWh)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Acumulado
Contratos	145	146	146	151	148	147	151	153	156	155	155	156	151
Bolsa	205	150	221	162	237	196	188	188	293	306	307	308	241
% exposición a Bolsa ¹	20%	19%	21%	23%	15%	11%	12%	15%	25%	23%	25%	27%	20%

2016

Precio de energía (COP/kWh)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Acumulado
Contratos	178	178	178	177	176	176	176	176	176	177	175	178	177
Bolsa	302	302	302	302	302	302	300	297	274	215	198	198	272
% exposición a Bolsa ¹	16%	18%	19%	21%	19%	17%	15%	16%	17%	17%	20%	23%	18%

Energía contratada, demanda esperada y cubrimiento por año en actas de adjudicación				
Año	Promedio Energía Contratada		Demanda Esperada (GWh)	Cubrimiento (%)
	GWh	\$/kWh		
2015	9.688	\$156,21	11.805	82,07%
2016	10.323	\$171,53	12.590	82,00%
2017	7.257	\$144,62	12.876	56,36%
2018	6.278	\$160,02	13.874	45,25%
2019	3.518	\$168,79	145.98	24,10%
2020	1.145	\$194,32	15.3575	7,46%

Fuente: Acta de adjudicación Convocatorias 10, 11,12 de 2015

La misma exposición a bolsa de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2015 alcanzó respectivamente los valores del 23%,25% y 27%, lo que llevó a un considerable incremento de otros costos asociados en el Mercado Mayorista de Energía, tales como, las Garantías Bancarias para cubrir las obligaciones de pago de la energía comprada en bolsa y otros costos (STN, Restricciones, entre otros) por un valor mensual promedio de \$90.000 MCOPs (garantías que cubren aprox. 2,5 facturas).

En la siguiente tabla se indican los pagos mensuales promedio realizados por ELECTRICARIBE S.A. E.S:P. en el año 2015 por compra de energía, los cuales ascienden en promedio a \$221.097 millones que incluyen pago a contratos, Bolsa y otros cargos XM:

Tabla 3–3 Pagos mensuales promedio por compra de energía en 2015

CONCEPTOS		ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	Prom-mes
Pago Agentes	Contratos	121.462	112.158	122.749	121.563	150.812	152.687	159.548	161.824	145.069	140.190	171.481	142.322
	Bolsa	38.038	33.105	47.906	39.647	39.389	30.226	31.491	36.318	70.345	87.000	43.663	45.921
	Otros cargos	23.514	24.313	27.399	30.936	31.328	39.025	35.356	39.808	34.853	35.647	39.220	32.855
Total Pagos		183.014	169.576	198.054	192.146	221.529	221.938	226.395	237.950	258.261	268.842	254.364	221.097

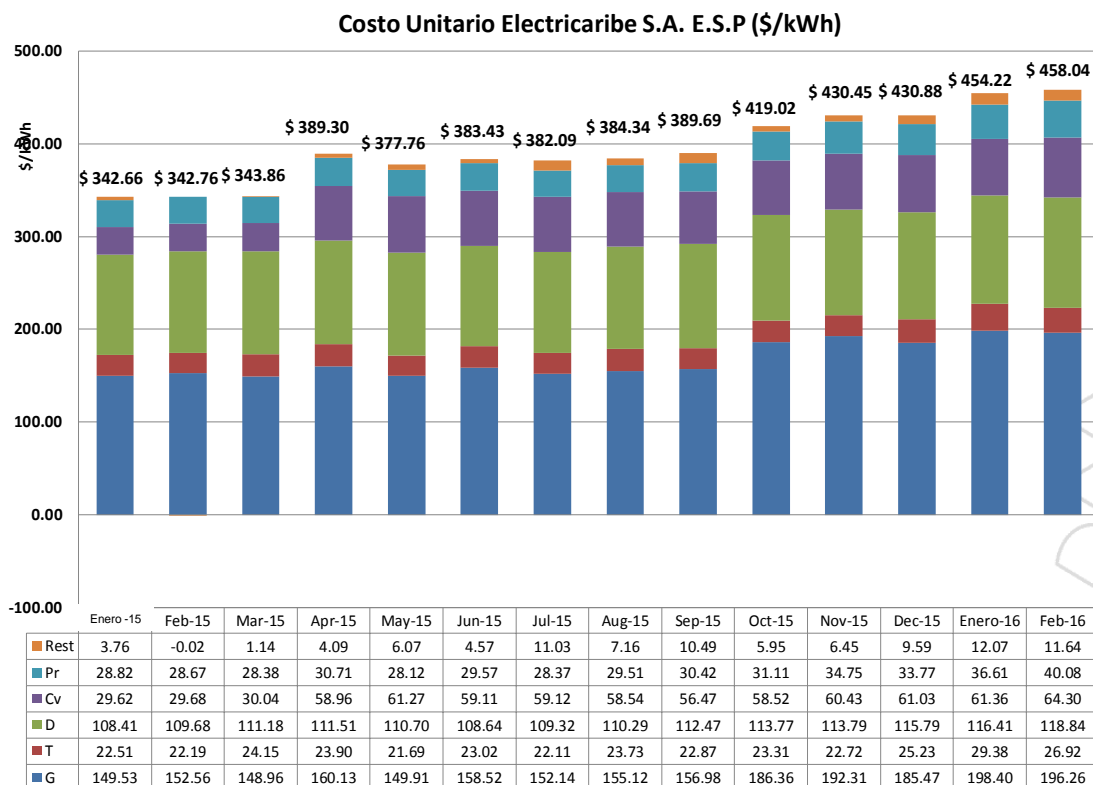
Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P

Otro aspecto asociado a los costos incrementales de energía y que impactó la deficitaria situación financiera de ELECTRICARIBE S.A., E.S.P., fue el efecto del traslado de los costos de energía a los usuarios finales- decalaje. Lo anterior, debido al desfase temporal de dos meses entre el momento de adquisición de la energía y su facturación, que ante el incremento de los costos de energía aumentó las cantidades acumuladas pendientes por trasladar a los usuarios. La cantidad acumulada por este concepto y pendiente de ser trasladada a los clientes al 31 de diciembre de 2015 ascendía a \$ 120,000 Millones de pesos, de los cuales 62.000 millones se generaron en el transcurso del 2015, debido a los mayores costos de energía en este periodo.

3.3 Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica

El promedio de compra de energía incidió en una mayor tarifa en el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica – CU. En la siguiente gráfica se indica la evolución de cada uno de los componentes del CU tanto para el año 2015 como lo corrido en el 2016:

Gráfica 3–7 Costo Unitario ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. (\$/kWh)



Fuente: SUI- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio, tuvo la siguiente evolución acorde con el comportamiento de las variables del mercado y las disposiciones regulatorias:

- **Costo de Generación:** Incremento en el componente de generación ante la exposición a bolsa a finales de 2015, en un 22%, sumado al incremento del cupo de las garantías bancarias, correspondientes a casi dos meses de compras en bolsa.
- **Costo de Comercialización:** Acorde con la nueva metodología de comercialización expedida en la CREG 180 de 2014, se le reconoció a ELECTRICARIBE unos mayores costos de comercialización por la gran concentración de usuarios en las áreas especiales que significaban unos mayores riesgos de cartera por la atención de este tipo de usuarios. El costo base de comercialización definido para ELECTRICARIBE acorde con la Resolución CREG 036 para el año 2015 fue de \$8.328,96. El riesgo de cartera para usuarios tradicionales, una especie de sobrecargo, se definió en 0,00586 % (estratos 3, 4, 5, 6 y sector comercial e industrial y oficial). El riesgo de cartera para la atención de usuarios en áreas especiales es de 17,82 % (barrios subnormales y difícil acceso).

Según datos proyectados de la CREG, el aumento promedio en las tarifas de energía para los usuarios de la Costa Caribe fue del 1,1%, incluyendo usuarios no residenciales, producto del incremento del cargo de comercialización fue el siguiente:

- Barrios subnormales, recibieron una reducción del 14,5% en las tarifas finales (pasaron de 166.15 \$/kWh a 142 \$/kWh), ya que acorde con la distorsión regulatoria que existía, los barrios de escasos recursos tenían tarifas superiores a las de los usuarios con mayores recursos.
- Los estratos 3, 4, 5, 6 y sector comercial tuvieron un incremento del 8,4%.
- **Costo de las Restricciones:** En proporción con un mayor costo de generación de energía, también se incrementaron las restricciones. Producto de la resolución CREG 168 de 2015, los costos de las restricciones que se trasladaron a los usuarios en el mes de noviembre pasaron entre \$10 - \$20/kWh a \$135/kWh - \$166/kWh.

Es del caso señalar que como producto de la Resolución CREG 178 de 2015, a partir de diciembre de 2015 y por un periodo de 36 meses, se trasladarán a los usuarios mediante el componente de restricciones, el costo correspondiente a la generación térmica con combustibles líquidos durante el Fenómeno de Niño.

- **Cargo de Distribución:** El cargo de distribución de ELECTRICARIBE S.A., E.S.P., el cual asciende a \$115/kWh a diciembre de 2015 y \$122 /kWh aplicable en abril de 2016, se mantiene estable. El cargo de distribución de de ELECTRICARIBE S.A., E.S.P., es el segundo más bajo de todos los distribuidores del país, después de DISPAC, distribuidora del Chocó.

Producto de este análisis se tiene que el Costo Unitario de ELECTRICARIBE S.A., E.S.P. presentó incrementos en tres de sus componentes durante el año 2015, lo que ha incidido en una mayor tarifa y en una disminución del recaudo, indicador este que llegó hasta un 84%, a diciembre de 2015.

Por otra parte y acorde con información suministrada por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., respecto a la solicitud de la SSPD, sobre la destinación de los mayores ingresos de comercialización fijados en la Resolución 036 de 2015 y aplicados a partir de mayo de 2015, indica la empresa que estos se aplicaron a cubrir los mayores consumos de energía y alto costos de compra de energía durante la ocurrencia del periodo de hidrología crítica. En la siguiente tabla, se presenta un comparativo sobre la destinación de estos ingresos para el periodo comprendido entre enero-marzo de 2015 y 2016.

Tabla 3—4 Destino incremento de ingresos de comercialización

	Variación			
	R2016	R2015	Abs	%
Acumulado a Marzo (MCOP)				
Cobro	866.467	664.880	201.587	30%
Compras de energía	-877.841	-635.434	-242.408	38%
Subsidio y foses corriente	205.703	142.158	63.544	45%
flujo de caja para operar	194.329	171.605	22.724	13%
Gastos, inversiones, impuestos e intereses	-298.427	-295.216	-3.211	1%
Deficit Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	-104.098	-123.611	19.512	-16%

3.4 Situación Comercial, Operacional y Financiera

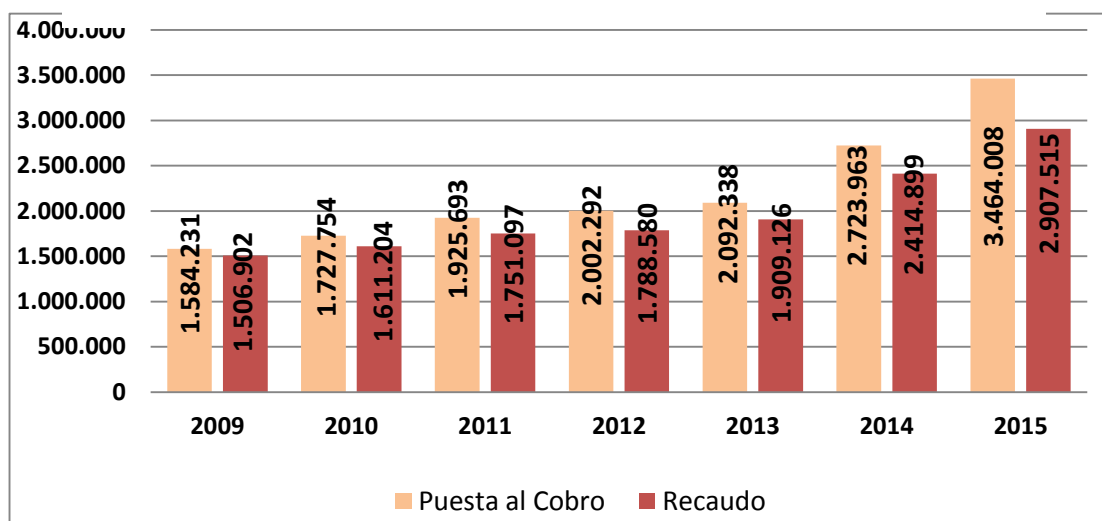
3.4.1 Evolución Comercial

En particular y considerando que en los últimos dos años los indicadores operacionales, comerciales y financieros han presentado desmejoras, como se indica a continuación, es necesario tomar acciones encaminadas a la adopción de un programa que permita gestionar aquellas variables que inciden en la viabilidad financiera de la empresa y por ende en la calidad del servicio y percepción del servicio del usuario final.

3.4.1.1 Facturación y Recaudo

De acuerdo con los estados financieros presentados en el Informe Anual de ELECTRICARIBE S.A., E.S.P. el recaudo en el 2015 ascendió a \$2,9 billones respecto a una facturación de \$3,4 billones alcanzándose un porcentaje de recaudo del 83.9%. Al compararse este porcentaje de recaudo con el año 2014, que fue del 88,7% se presentó una desmejora del 4.8%. De la misma manera, al compararse este porcentaje de recaudo en el 2014 respecto al año 2013 que fue de 91,2% se presenta una desmejora. En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de la puesta al cobro y recaudo para los últimos siete años.

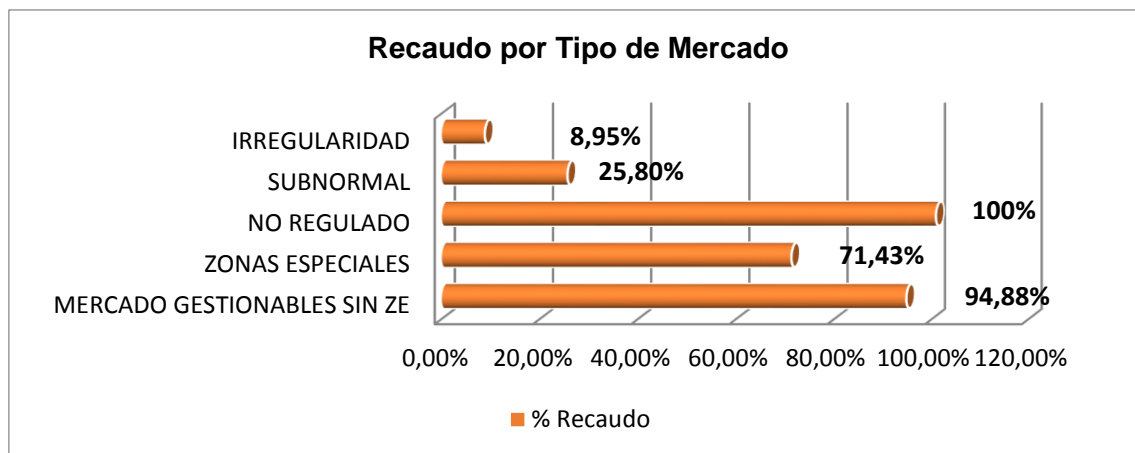
Gráfica 3–8 Evolución de la Puesta al Cobro y Recaudo



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S. P. Elaboración SSPD

Específicamente y de manera desagregada, la disminución en el porcentaje de lo recaudado versus lo facturado se da en los Barrios Subnormales con un 25.80% y en las Zonas Especiales con un 71.43%, persistiendo la necesidad de fortalecer una importante gestión de recaudo en estos segmentos. De otra parte, los mayores niveles de recaudo se dan en el segmento no regulado con un 100% y en los mercados gestionables con un 94.88%, como se indica en la siguiente gráfica:

Gráfica 3–9 Recaudo por tipo de mercado



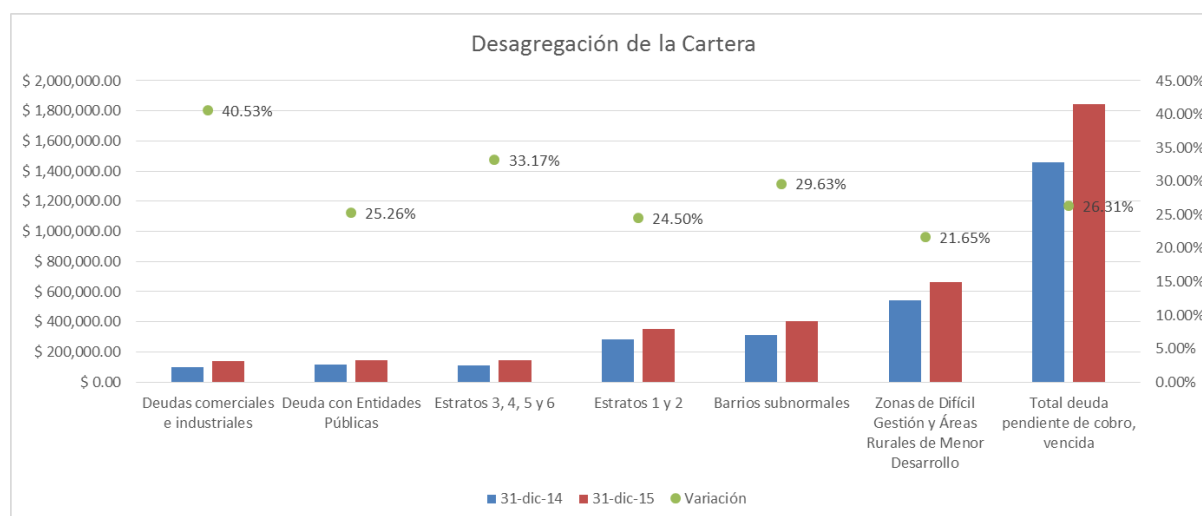
Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Elaboración SSPD

Como se muestra en el gráfico anterior, la empresa debe fortalecer estrategias de recaudo agresivas con enfoque social en los barrios subnormales y de gestión en las zonas de difícil gestión.

3.4.1.2 Cartera

Con relación a la gestión del recaudo de la cartera vencida, se observa un deterioro en la misma durante el 2015 con respecto al año 2014, al incrementarse ésta en un 26.31%. En el siguiente gráfico se compara el crecimiento de la cartera por mercado, entre el año 2014 y 2015, la cual ascendió respectivamente a \$1,5 y \$1.8 billones de pesos.

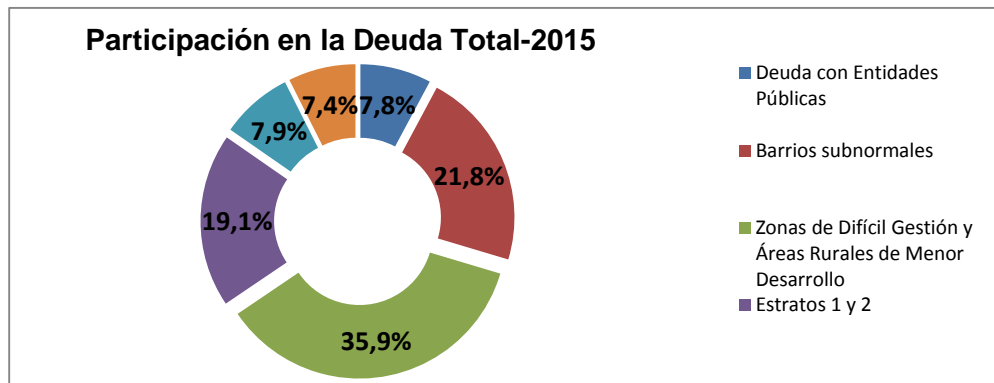
Gráfica 3–10 Desagregación de la Cartera



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.

Complementariamente y como se observa en el siguiente gráfico, la alta morosidad se concentra principalmente en las Zonas de Difícil Gestión y Áreas Rurales de Menor Desarrollo, donde la cartera acumulada asciende a \$661 mil millones de pesos a finales de 2015, seguida por la deuda de los usuarios de barrios subnormales, con una cartera que asciende a \$402 mil millones, y en tercer lugar los estratos uno y dos, que acumulan una cartera de \$352 mil millones.

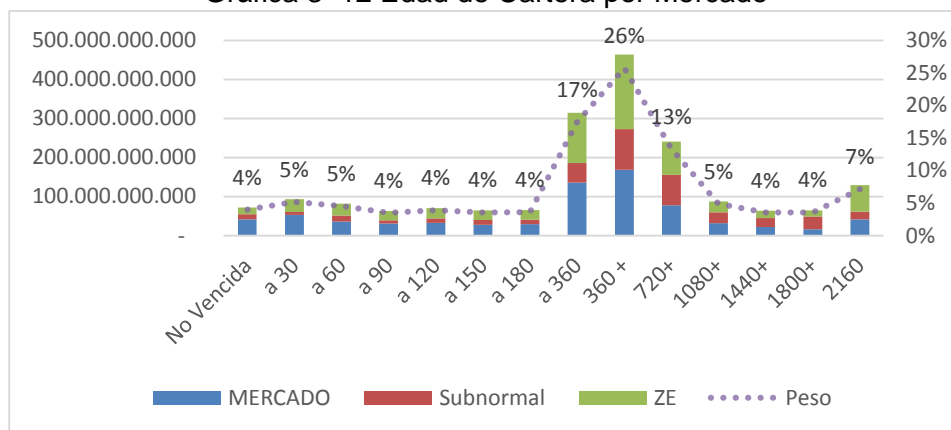
Gráfica 3–11 Participación en la Deuda Total - 2015



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Así mismo, en la siguiente gráfica se presenta la cartera por edades en los distintos tipos de mercado de la empresa:

Gráfica 3–12 Edad de Cartera por Mercado



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Respecto a la gestión de cobro de la cartera oficial y de los Barrios Subnormales, consistente en el corte básicamente, la empresa manifiesta encontrarse limitada por la imposibilidad de suspender el suministro, dado que en su gran mayoría estos usuarios son bienes y sujetos de especial protección constitucional, frente a los cuales, de acuerdo con los pronunciamientos de la Corte y los Jueces constitucionales, según documentación presentada ELECTRICARIBE S.A., E.S.P. no procede la suspensión del servicio⁴. Esta

⁴ Ver Sentencias T-150 de 2003 y T-793 de 2012 de la Corte Constitucional.

situación según la empresa genera un doble impacto⁵ porque –por una parte- ELECTRICARIBE S.A., E.S.P. deja de percibir estos recursos para invertirlos en la mejora del servicio; y, por otra, a continuar suministrando el servicio, aunque se compra la energía y no se pague.

En total, durante el año 2015, y en el marco de sus acciones de gestión del recaudo de la cartera, la empresa realizó más de 15.000.000 de acciones operativas que incluyen telecobranza, aviso, corte, casa de cobro, cobro personalizado, cobro pre jurídico, acciones de cobro judicial y operativa móvil. Esta cifra corresponde a un 18% más de las acciones que se realizaron el año anterior; y que implicaron unos gastos de 45.000 millones de pesos, es decir un 26% más que el año anterior (cuando el gasto ascendió a \$35.700 millones).

Las cifras presentadas muestran la necesidad de que éste operador de red adopte estrategias efectivas tendientes a la recuperación de cartera, primordialmente de menores edades las cuales posiblemente tienen menor dificultad de gestión. Además se deberán ejecutar acciones que tengan por objeto reducir la cartera mayor a 180 días y menor a 720 días, que compone el 56% del total.

3.4.2 Evolución Operacional – Técnica

3.4.2.1 Pérdidas

Las pérdidas, producto en gran medida del fraude, y las cuales han venido incrementándose, también afectan la estabilidad financiera de la empresa. Al cierre del 2015, estas fueron en promedio del orden del 21.62%.

Este cálculo resulta a partir de la siguiente expresión:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{\text{Energía entreada} - \text{Energía salida}}{\text{Energía entrada}}$$

Dónde:

- **Energía entrada:** Es la energía que ingresa a las fronteras comerciales de ECA y que se refleja en el ASIC mediante el registro de contratos a largo plazo y transacciones en bolsa, correspondiente al año 2015. (Fuente: XM)
- **Energía salida:** Es la energía facturada por el OR la cual es reportada al SUI, para el año 2015.

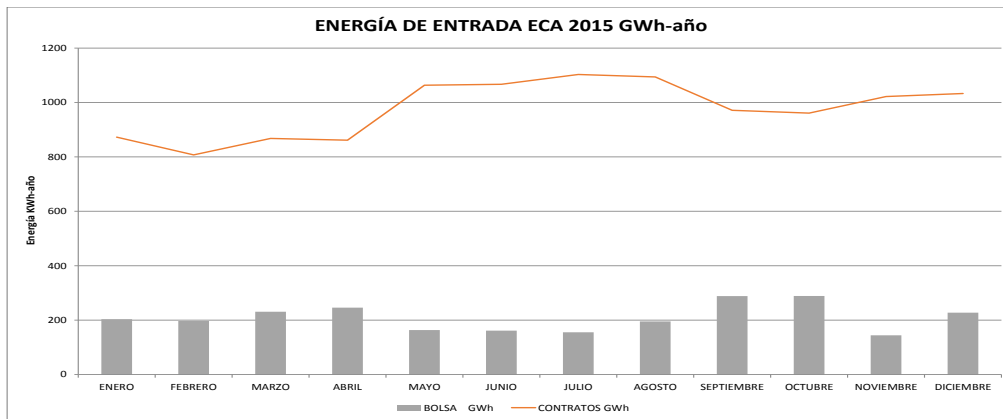
⁵ La Corte Constitucional mediante Sentencia T-881 de 2002, reiteró la importancia del pago del servicio para evitar el colapso de las empresas y, por ende, de la prestación general del servicio.

Con base en lo expuesto, se presenta el índice de pérdidas calculado para el mercado ECA, así:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{\text{Entrada} - \text{Salida}}{\text{Entrada}} = \frac{13,983,050,000 - 10,958,920,886}{13,983,050,000} = 21.62\%$$

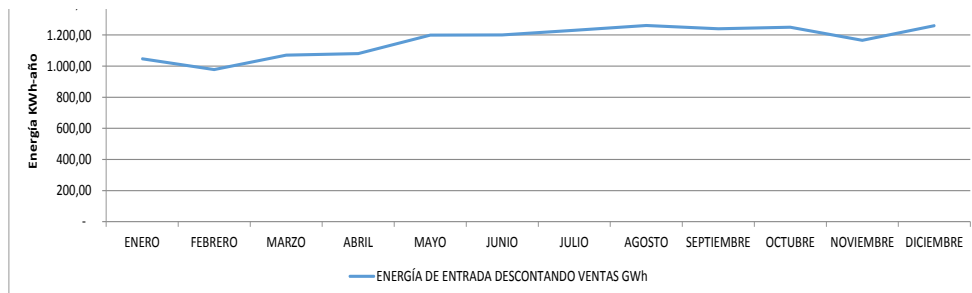
En las siguientes graficas se muestra la evolución de los componentes asociados a l

Gráfica 3–13 Energía comprada en el mercado mayorista



Fuente: XM

Gráfica 3–14 Energía de Entrada sin Energía vendida Bolsa

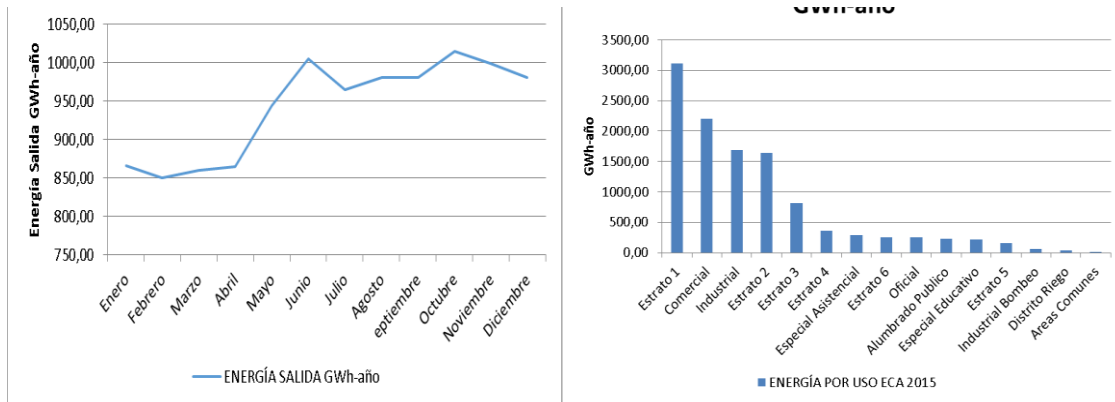


Fuente: XM

CT-F-003 V.5

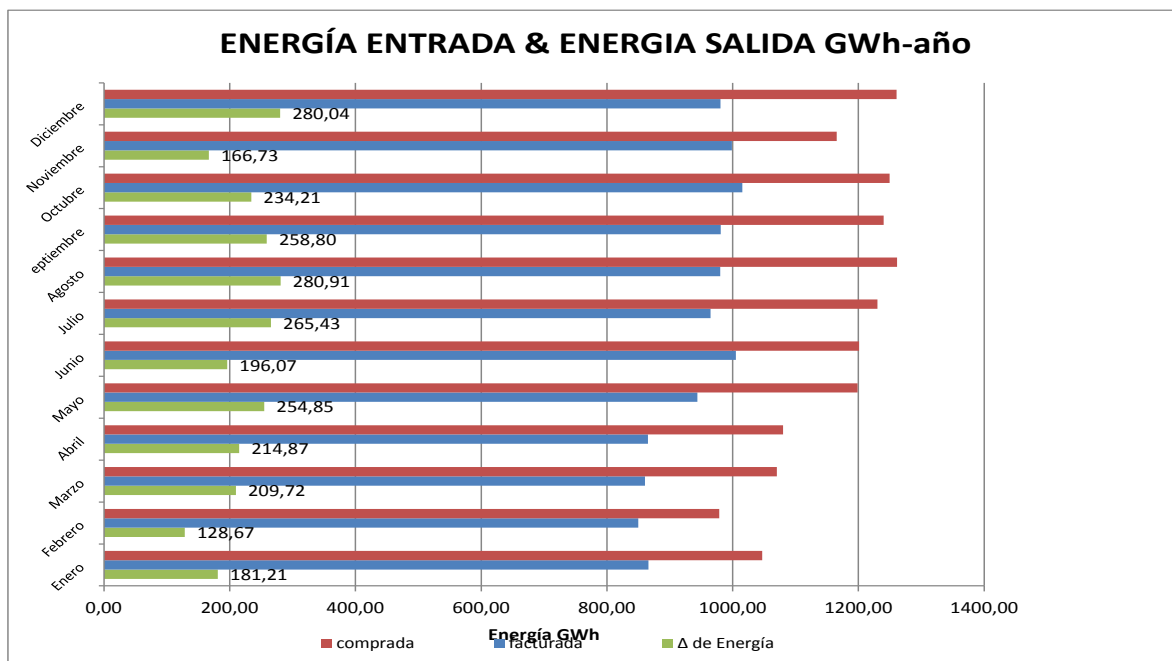
Página 38 de 117

Gráfica 3–15 Energía facturada total y por estrato ELECTRICARIBE 2015



Fuente: SUI y XM

Gráfica 3–16 Pérdidas en la red ELECTRICARIBE 2015



De otro parte, en la Resolución CREG 110 de 2009 y en la Circular CREG 058 del 2 de diciembre de 2009 – Aplicación de factores para referir al STN, se define un reconocimiento del 12,75% por pérdidas de energía en el costo unitario a Electricaribe S.A. E.S.P.

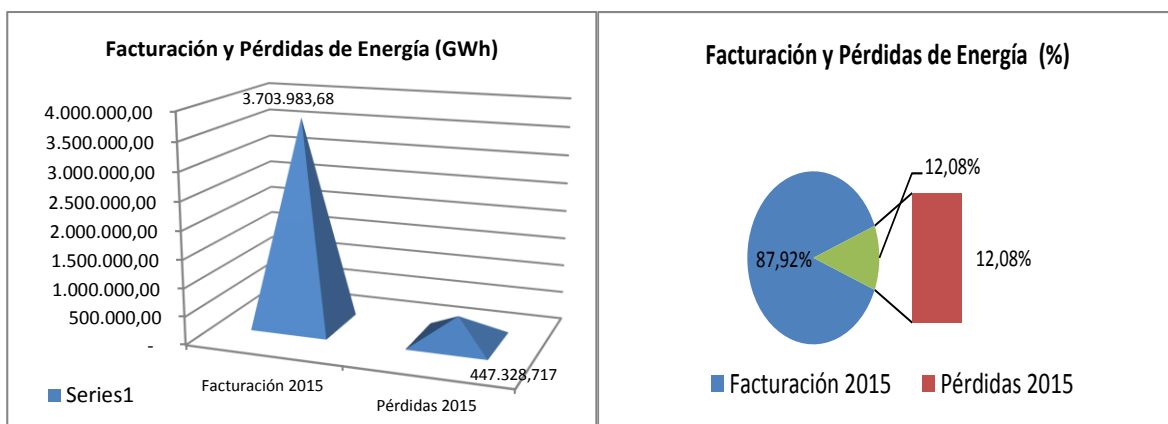
La diferencia entre el indicador real de Electricaribe S.A. E.S.P. de 21,62%, frente al indicador de la Resolución CREG 110/09 DEL 12,75% que permite reconocimiento económico a la empresa, es de 8,87% puntos porcentuales. Actualmente esta diferencia es asumida por la empresa afectando directamente su flujo de caja.

Este 8,87% de diferencia entre las pérdidas que reconocen al Operador de Red y las pérdidas reales que este tiene, en términos de energía eléctrica para el caso del año 2015 equivalen a 1.341,6 GWh-año.

Por otra parte, es importante mencionar que según información reportada al SUI, Electricaribe S.A. E.S.P. suministró a sus usuarios en el año 2015 un total de 11.311,55 GWh-año, frente a unas compras de energía eléctrica registradas ante el ASIC, por 13.983,05 GWh-año.

Ahora bien, si tomamos a manera de ejemplo el costo unitario para el mes de marzo de 2016 para el OR corresponde a 465,72 \$/kWh, entonces tendremos que el valor no reconocido vía tarifa, es cercano a 419 mil millones de pesos.

Gráfica 3–17 Comparativo energía facturada Vs. Pérdidas 2015



Fuente: SUI - XM

En particular y respecto a las gestiones de la empresa para tratar de reducir el porcentaje de pérdidas en el mercado, es decir, la energía adquirida y que no se consigue trasladar a los clientes, la empresa manifiesta haber adelantado 453.403 inspecciones para la detección de fraude, que corresponden a un 2,5% más de las acciones que se realizaron

durante el año anterior. Dichas inspecciones conllevaron a que se normalizaran 342.683 suministros que se encontraban en situación anómala,

Por lo tanto, las pérdidas de energía se constituyen en otra de las variables críticas que afecta el mercado gestionado por Electricaribe S.A. E.S.P. y que al cierre de 2015 impacto el flujo de caja de la empresa en aproximadamente \$285.739 millones de pesos.

En este sentido, la compañía debe presentar a la Superintendencia e implementar los planes detallados de recuperación de pérdidas en donde se incluya, como mínimo, el número de macromedidores instalados por año, el número y localización de las brigadas de detección de fraudes, los kilómetros de red antifraude instalados, los medidores inteligentes instalados. Igualmente, presentar para cada macro medido o zonas piloto de medidores inteligentes la mejora en las pérdidas de dichos sectores y proyectos.

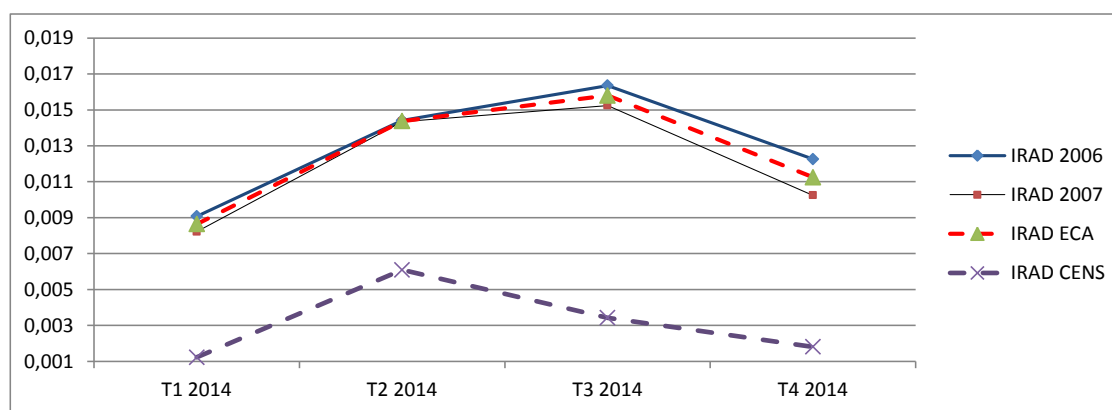
3.4.2.2 Calidad del Servicio

3.4.2.2.1 Estándares de Calidad en la Regulación

Acorde con lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008 (que actualmente se encuentra vigente), la SSPD evaluó el comportamiento del indicador de calidad del servicio-ITAD- reportado por la empresa al SUI, concluyéndose que, desde el punto de vista regulatorio, ELECTRICARIBE cumple con las metas de calidad del servicio particulares establecidas para este operador en la resolución CREG 025 de 2011.

En las siguientes graficas se muestra el comportamiento del indicador ITAD de la empresa de cada uno de los trimestres de los años 2014 y 2015:

Gráfica 3–18 Comportamiento del ITAD de la empresa para los años 2014 - 2015

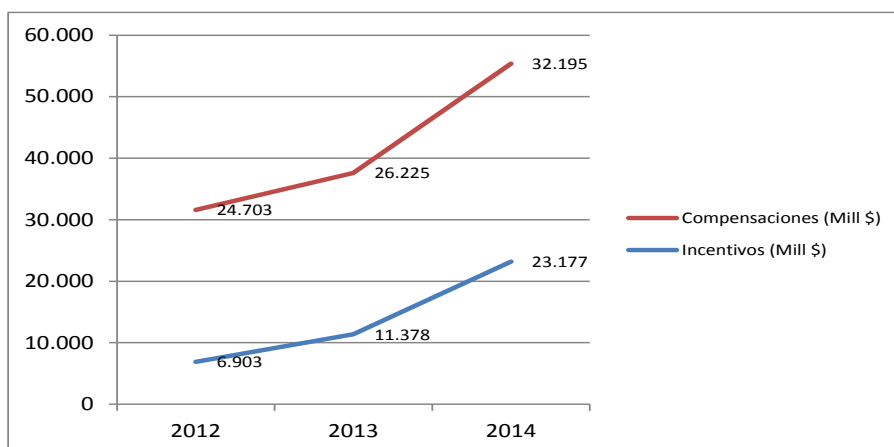


Fuente: SUI- Elaboración Delegada Energía y Gas - SSPD

Al respecto es importante mencionar que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tiene una distribución regional heterogénea, con diferencias marcadas en la calidad del servicio, por lo cual dichos indicadores no reflejan la calidad real en cada una de las zonas de su mercado.

Respecto a las compensaciones otorgadas a los clientes por parte de ELECTRICARIBE, producto de un ITAD inferior al límite inferior de la banda de indiferencia, se han generado las siguientes compensaciones al usuario final, creciendo estas en un 29% en el 2015, frente al año 2014. Cabe anotar que en aquellos casos donde el usuario presenta mora, ELECTRICARIBE no se encuentra obligado a pagar compensaciones.

Gráfica 3–19 Comportamiento de los incentivos y compensaciones 2012 al 2014



Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados - AEGR y SUI

3.4.2.2.2 Estándares de Calidad Internacionales

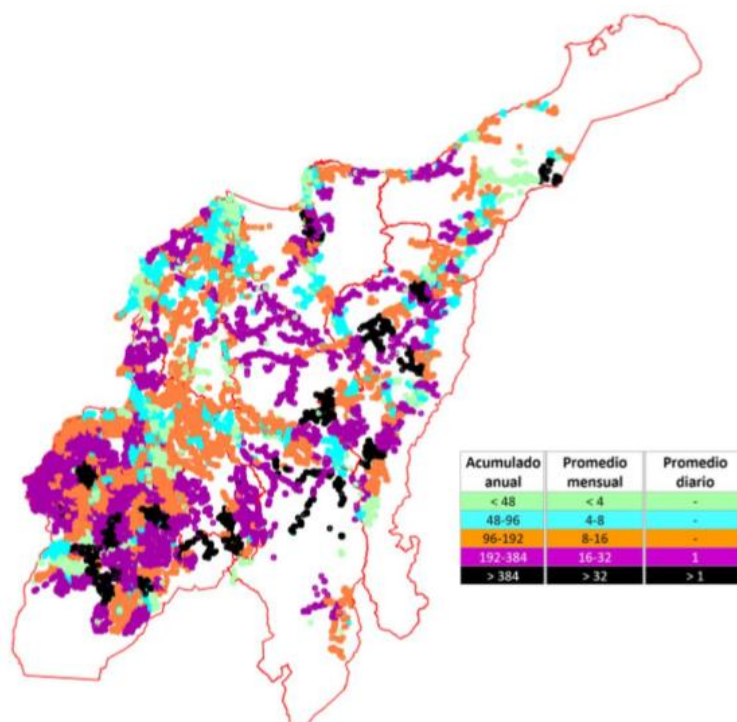
De manera complementaria y como referente, a fin de evaluar la calidad según los indicadores internacionales de calidad⁶ – SAIDI y SAIFI, se evaluó la tendencia de duración y frecuencia de interrupciones desde el año 2009. Para el efecto, la SUPERSERVICIOS,

⁶ El Estándar IEEE 1366 de 2012 “Guide for Electric Power Distribution Reability Indices” define los indicadores SAIDI y SAIFI* con los cuales es posible medir el desempeño de la confiabilidad de un sistema de distribución. Mencionalos indicadores han sido adoptados por gran número de países alrededor del mundo ya que son sencillos de entender y reflejan de manera clara el desempeño de un sistema de distribución de energía eléctrica.

acorde con el estudio realizado por la firma Energy Co. y basado en estos estándares internacionales de calidad, hizo un análisis de las interrupciones en los transformadores de distribución de todo el sistema de distribución operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. utilizando los formatos 1 y 5 del SUI durante el año 2014. Esto permitió observar el comportamiento de la calidad del servicio determinada por la duración y frecuencia de interrupciones en el sistema de distribución durante el año.

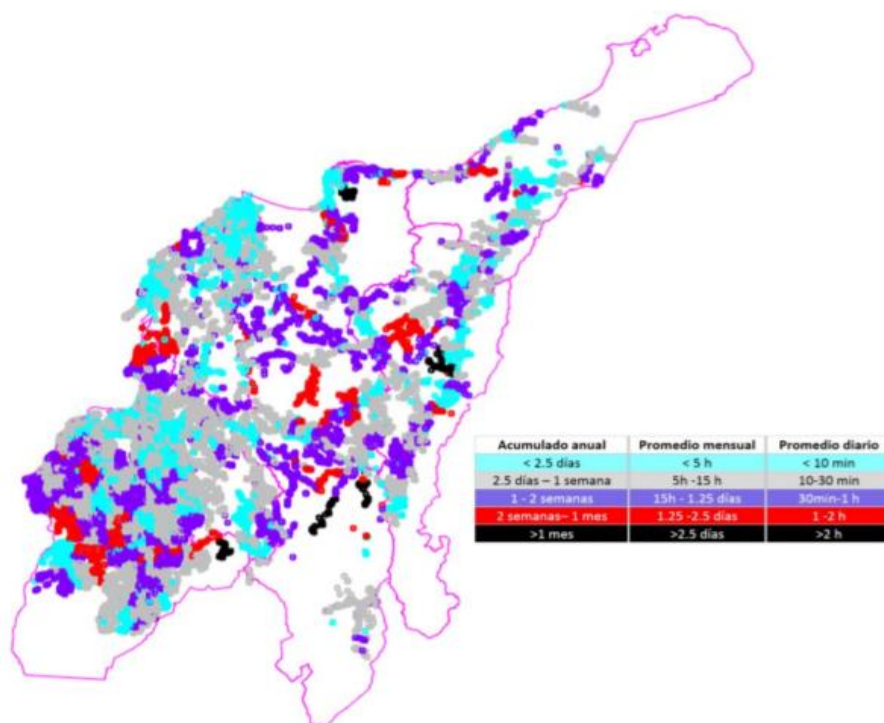
En las figuras siguientes se observa un mapa temático del acumulado anual de la frecuencia y duración de interrupción en donde la mala calidad del servicio está representada por colores fuertes (naranja, morado y negro para frecuencia y morado, rojo y negro para duración) y se observa zonas donde estos colores son predominantes.

Gráfica 3–20 Acumulado calidad de Servicio Duración



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Gráfica 3–21 Acumulado Calidad de Servicio Frecuencia

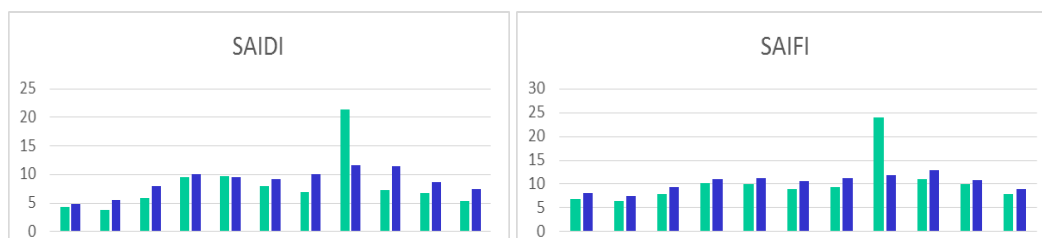


Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Analizando geográficamente la frecuencia y duración de las interrupciones en los anteriores mapas, se observa que las inversiones realizadas, así como las brigadas de reparación están concentradas en las capitales de departamento y de ahí el mal servicio que los mapas muestran en las zonas rurales.

Ahora bien, al compararse de manera mensual, el año 2014 versus el año 2015, se desprende del análisis realizado, que la empresa tuvo una desmejora progresiva de la calidad del servicio en cuanto a duración y frecuencia de interrupciones se refiere. Tal es el caso que para los usuarios de nivel de tensión 1 durante los trimestres 3 y 4 del 2015, la calidad del servicio llegó a desmejorar tanto que igualó el desempeño de la empresa en los años 2006 y 2007 como se detalla a continuación:

Gráfica 3–22 Duración en horas de las interrupciones por transformador 2014 - 2015 ELECTRICARIBE



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

No solamente, la tendencia de desmejora es progresiva desde el año 2014, sino inclusive desde el año 2013⁷, exacerbándose la tendencia de desmejora de la continuidad del servicio:

Gráfica 3–23 Comportamiento del SAIDI y el SAIFI de la empresa para los años 2011 al 2015



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

⁷ En el 2013, el informe final de auditoria del esquema de calidad del SDL establece que ELECTRICARIBE tuvo un resultado NO satisfactorio ya que no cumple con el reporte de información de interrupciones del sistema de gestión de la distribución de por lo menos dos elementos de tele medición en el 90% de los circuitos. ELECTRICARIBE cumple el 67,4% de los circuitos y se comprometió con la compra de elementos de telemedición para 188 circuitos.

3.4.2.2.3 Estándares de Calidad – Zonas Especiales y Barrios Subnormales

El modelo de prestación de servicio para los usuarios de las Zonas Especiales (Barrios Subnormales, Zonas de Dificil Gestión 8 y Áreas Rurales de Menor Desarrollo), que como ya se señaló, en el caso de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. corresponde al 50% de su mercado, contempla desde la expedición de la Ley 812 de 2003 9 (Plan de Desarrollo 2003-2006) los esquemas diferenciales de prestación del servicio. Dichos esquemas tienen por objeto, el que los usuarios ubicados en estas Zonas puedan acceder a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en forma proporcional a su capacidad o disposición de pago.

Esta Ley contempló, entre otros, los siguientes esquemas: 1. Medición y facturación comunitaria; 2. Facturación con base en proyecciones de consumo; 3. Pagos anticipados del servicio público, y 4. Periodos de Continuidad.- Calidad Igualmente, la ley previó que la Comisión de Regulación para Energía y Gas - CREG debía establecer indicadores de calidad particulares para dichas zonas¹⁰, dado que ellas demandan medidas diferenciales frente a otros tipos de mercados.

Si bien regulatoriamente, aun no se han definido indicadores de calidad para las Zonas Especiales, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. en sus acuerdos con los suscriptores comunitarios para la medición y facturación comunitaria contempla el período de continuidad¹¹ que define el periodo en el cual se prestará el servicio público de energía eléctrica y por ende los indicadores internacionales SAIDI (duración de interrupción del servicio) y SAIFI (frecuencia de las interrupciones) asociados a la operación en estas Zonas Especiales.

⁸ Zonas de Dificil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, susceptible de ser aislado eléctricamente por el mismo circuito alimentador de Nivel II, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: 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 (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. (Artículo 2º Decreto 111 de 2012).

⁹ Dichos esquemas fueron consagrados posteriormente en la Ley 1151 de 2007 (Plan de Desarrollo 2006 – 2010) y, luego en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 (Ley 1450 de 2011) y ley 1175 de 2015 (Plan de Desarrollo 2015-2018)

¹⁰ El inciso 2º del artículo 3º del Decreto 3735 de 2003 estableció "...En todo caso, el Operador de Red deberá cumplir con los indicadores de calidad que para las Zonas Especiales definirá la Comisión de Regulación de Energía y Gas, los cuales se referirán siempre al Período de Continuidad." Dicha norma esta reproducida en el artículo 16 del Decreto 111 de 2012 que reglamenta las Zonas de Dificil Gestión

¹¹ Según definición establecida en el artículo 2º del Decreto 111 de 2012 es aquel periodo de tiempo acordado entre la Empresa y el Suscriptor Comunitario,

3.4.2.3 Mantenimientos

Acorde con el registro de la duración de las interrupciones en el sistema operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se ha identificado que gran parte de estas fallas son atribuibles a la falta de mantenimiento en activos del Sistema de Distribución Local y del Sistema de Transmisión Regional, las cuales se han podido disminuir y/o evitar si se efectuarán mantenimientos más efectivos, con la debida periodicidad.

Más aun, considerando el nivel de exigencia particularidades las condiciones climatológicas adversas y sobretodo de contaminación salina en la zona costera de la Región Caribe, donde se ha podido identificar que los mantenimientos se han disminuido por las condiciones del flujo de caja expuestas anteriormente. Por lo tanto, cada vez que cae una llovizna sobre las instalaciones eléctricas se producen cortos circuitos que causan afectaciones al fluido eléctrico, propiciando continuos cortes, altibajos en el voltaje y repercutiendo en los frecuentes daños de los electrodomésticos a los usuarios del servicio de energía.

Cabe anotar, que acorde con el informe 2014 del Auditor Externo de Gestión y Resultados, se ha venido insistiendo en la necesidad de que la compañía, en cuanto a los mantenimientos de alta tensión, cuente con un software que permita una adecuada planeación, seguimiento y control de los mantenimientos diseñados por la empresa. Lo anterior, ya que estos se encuentran actualmente en Excel y su seguimiento y control se hace de forma mensual, generando riesgos operativos, pues no se cuenta con un sistema de alertas tempranas o señales que permitan tener la certeza de la ejecución de la totalidad de las actividades programadas en el plan.

Respecto a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se muestra en la siguiente tabla, que los gastos reconocidos por la regulación son inferiores a los reales:

Tabla 3–5 Monto de AOM Gastado y Reconocido

	2012	2013	2014
AOM demostrado	214,348	238,757	266,489
AOM reconocido	186,264	185,198	185,019
% AOM Cubierto	86.90%	77.57%	69.43%

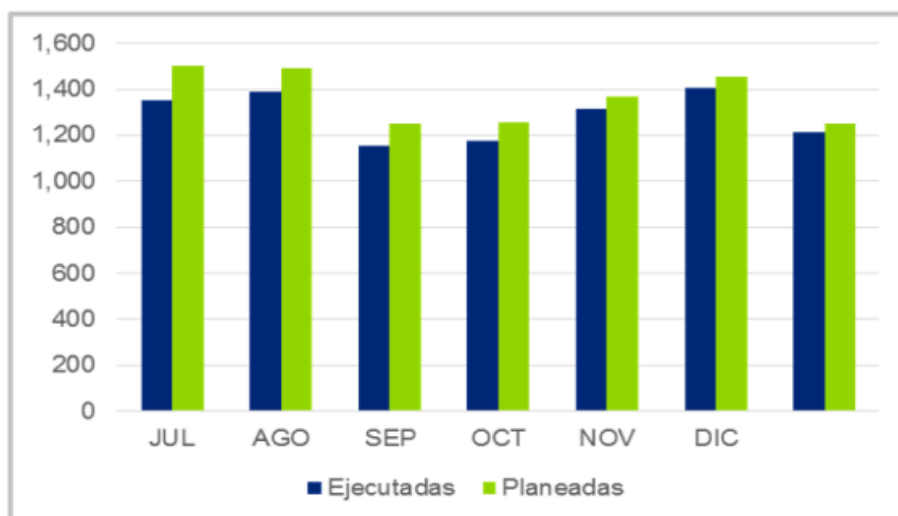
Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

En relación a la evolución de los mantenimientos programados de Alta, Media y Baja Tensión, durante el año 2015, se registra un cumplimiento del 94% y 108%, respectivamente, según el informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados

En Alta tensión se desarrollaron las siguientes actividades frente a lo planeado

- Desmote, vegetación y fumigación participación 14.4%.
- Mantenimiento transformadores 13.7%.
- Mantenimiento SSAA participación 9.9%.
- Mantenimiento de bahías 9.4%.
- Mantenimiento modulo común 6.8%.

Gráfica 3–24 Plan de mantenimiento planeado Vs. ejecutado 2015

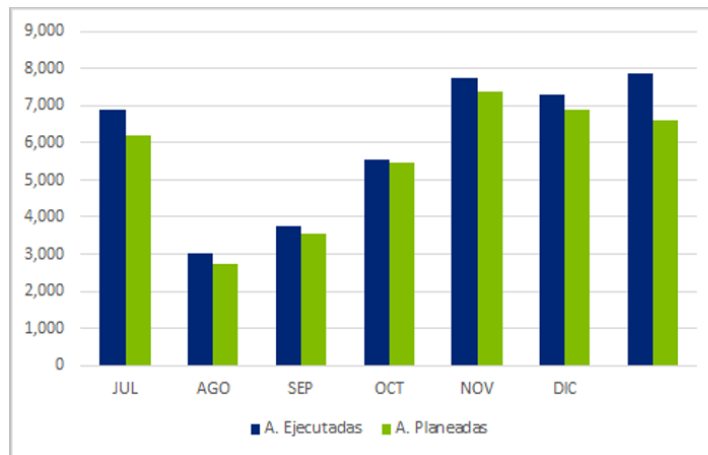


Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados - AEGR y SUI

En Media y Baja Tensión, acorde con los compromisos establecidos en el Plan 5 Caribe se registraron las siguientes actividades con un cumplimiento del 108%:

- Lavado de estructuras participación del 66.4%.
- Adecuación de líneas y circuitos 17.9%.
- Optimización red de distribución 7.5%.
- Poda en líneas y circuitos participación del 4.6%.

3-25 Plan de mantenimiento MT/BT planeado Vs. ejecutado 2015



Fuente: Auditor Externo de Gestión y Resultados - AEGR y SUI

3.4.2.4 Inversiones

Conforme lo expuesto en el informe “Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P., Periodo 2014-2015”, efectuado por la SUPERSERVICIOS y publicado en la página web de la entidad, el 43% de las líneas de Nivel de Tensión IV tienen una antigüedad de más de 20 años.

De hecho, el rezago histórico en materia de inversión, se ha constituido en uno de los problemas estructurales que incide directamente en la frecuencia de las interrupciones. El ritmo de las desinversiones durante los primeros años de los periodos tarifarios se presenta, en parte, ante una metodología de costo medio histórico que sólo reconoce las inversiones una vez efectuadas, concentrándose estas solo en los últimos años previo al vencimiento de la misma. No obstante esta señal de continuidad en las inversiones se refuerza en el proyecto de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución propuesta en la Resolución CREG 024 de 2016.

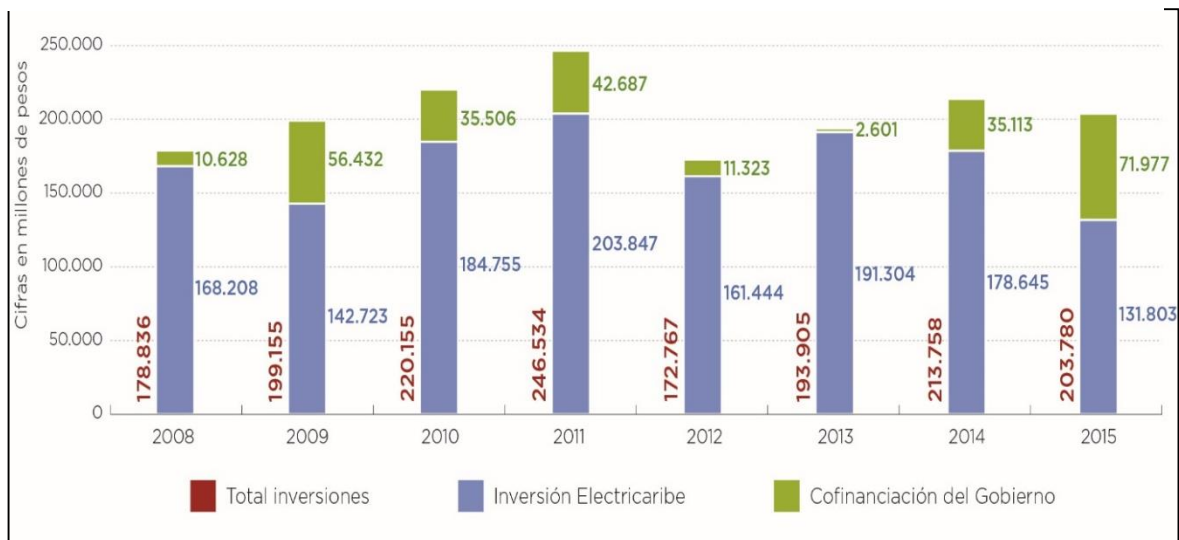
Lo anterior, sumado a la concentración y límite de endeudamiento de la empresa, entre otras variables, han limitado la caja de la empresa y su capacidad de ejecución de obras de inversión en la infraestructura requerida para el mejoramiento de la calidad del servicio (subestaciones, transformadores, compensadores, postería, en el Sistema de Transmisión Nacional- STN y en el Sistema de Transmisión Regional- STR, así como en la renovación

y refuerzo de las redes de distribución. Ello da lugar a la sobrecarga de los transformadores y conductores por crecimiento de la carga, pero también por obsolescencia de la red, contaminación y mayores requerimientos de mantenimientos, máxime cuando su fragilidad está en niveles críticos.

Aunado a lo anterior, el comportamiento de los índices SAIDI y SAIFI durante los últimos cuatro años, expuesto en este documento, refleja la necesidad de realizar inversiones en el sistema de distribución que permita mejorar considerablemente la confiabilidad del sistema.

Respecto a las inversiones ejecutadas en el 2015 y al compararse estas con otros años, el nivel de inversiones en este periodo fueron las más bajas en los últimos ocho años: La compañía destinó \$131.803 millones en 2015. Una cifra inferior a la de 2007 y superior a la de 2006, cuando invirtió \$118.420 millones. Cabe anotar, que el año donde se registraron los mayores esfuerzos, fue en el 2011, en el cual ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ejecuto inversiones por \$203.847 millones

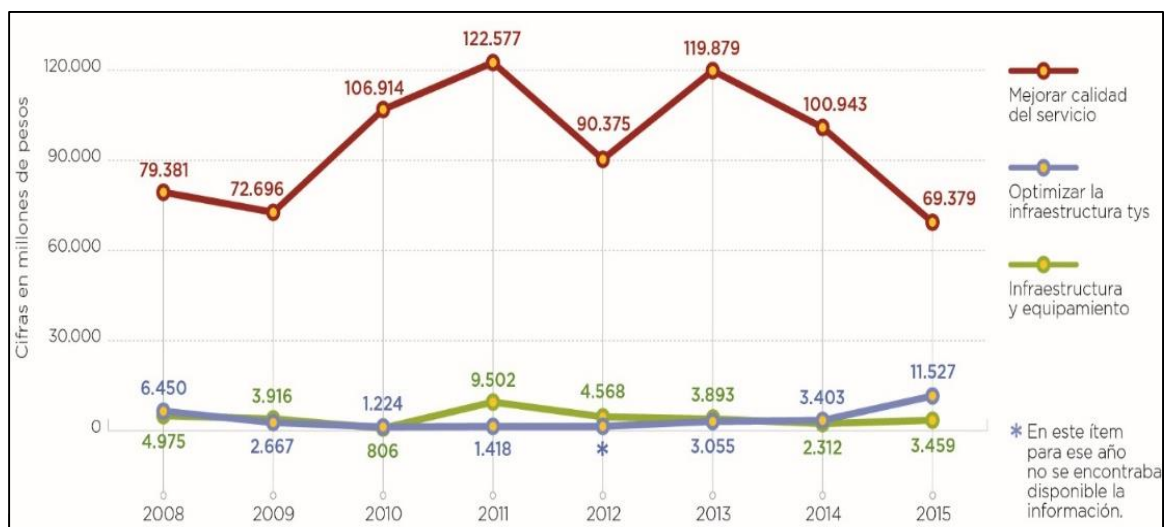
Gráfica 3–26 Monto de inversiones efectuadas en el período 2008 - 2015



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

En relación al tipo de inversiones realizadas, se disminuyeron las vinculantes a la calidad del servicio, para lo cual se ejecutaron \$69.379 millones, mientras que en años como el 2014 y 2013 se destinaron recursos por más de \$100.000 millones en cada período. En contraste, los recursos para la infraestructura y equipos tecnológicos aumentaron: la empresa pasó de invertir \$2.312 en 2014, a \$3.459 millones el año pasado, como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 3–27 Destino de inversiones efectuadas en el período 2008 - 2015



De acuerdo con lo expuesto, es evidente la necesidad de incluir en el presente programa de gestión un indicador que permita realizar un seguimiento a las inversiones que ejecute la empresa, las cuales necesariamente deberán verse reflejadas en el mejoramiento de la calidad del servicio, gestión de pérdidas, infraestructura y equipamiento, entre otros

3.4.2.4.1 Inversiones y Plan 5 Caribe

Acorde con lo establecido en el Plan 5 Caribe durante el periodo 2015-2019, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. se comprometió a la ejecución de las siguientes inversiones en el Sistema de Distribución Local (SDL) condicionadas todas ellas al flujo de caja de la compañía.

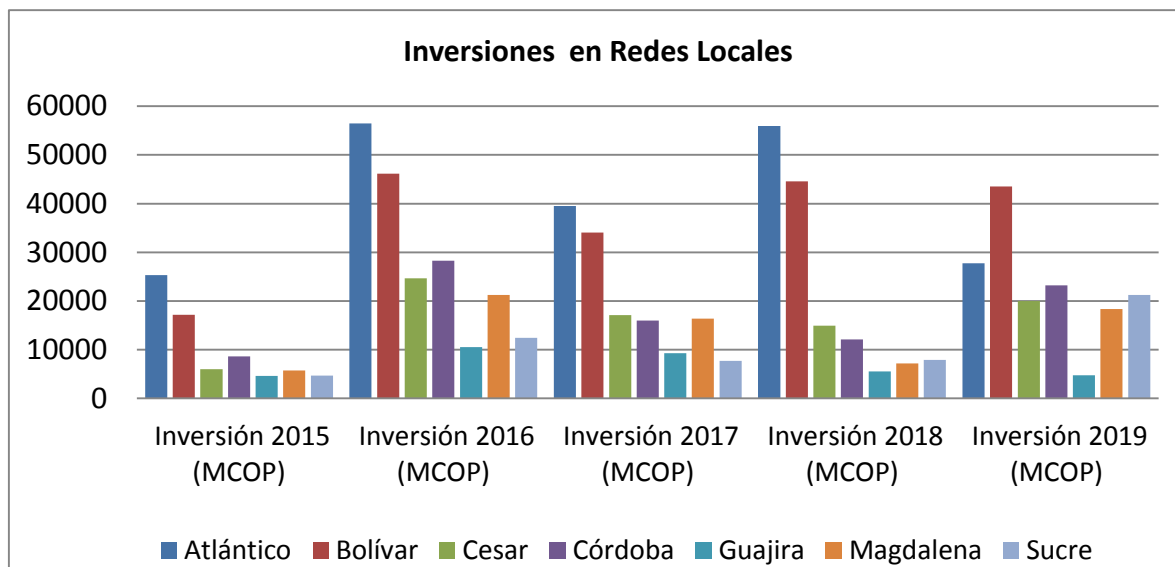
Gráfica 3–28 Inversiones en el SDL 2015 - 2019



Fuente: ELECTRICARIBE SA ESP

Los montos de inversiones señalados anteriormente, se desagregan anualmente por departamento hasta el año 2019, en la siguiente gráfica

Gráfica 3–29 Inversiones en redes locales



Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. - Plan5Caribe

En la anterior gráfica se observa que la mayoría de las inversiones en los próximos años están dirigidas al departamento del Atlántico y en segundo lugar a Bolívar, pese a que la peor calidad del servicio se centra en el Departamento de Córdoba, Magdalena y Sucre.

En particular y evaluando el monto de inversiones definidas en el Plan 5 Caribe para el año 2016, del orden de \$ 247,000 MCOP, es del caso advertir que solo se han invertido unos \$ 18,000 MCOP al mes de marzo de 2016. Por lo tanto, resulta determinante reevaluar la viabilidad del Plan 5 Caribe en términos de las obras definidas en el SDL y a cargo del operador de red, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

3.4.3 Evolución Financiera

3.4.3.1 Estado de Resultados

Al analizar la situación financiera de la compañía se debe partir de la evolución del EBITDA; el cual se incrementó un 24% entre el año 2014 y 2015, puesto que los resultados se incrementaron de \$625.115.429 a \$776.989.701 miles de pesos respectivamente. Este indicador representa en los dos periodos el 18% de los ingresos.

Adicionalmente, las ventas netas tuvieron un crecimiento del 13%, para el año 2014 alcanzaron un valor de \$3.811.012.282 millones de pesos mientras que en el 2015 se logró un valor de \$4.287.862.208 millones de pesos. Esta situación se presenta por el crecimiento de la demanda y el incremento de las tarifas.

Es pertinente destacar que los componentes tarifarios en el año 2015, por la situación climatológica presentada, mostraron un incremento del 11,76% en promedio donde: i) el componente T (transmisión) registró un aumento de 10.2%, ii) el componente D (distribución) registró un aumento del 4% y, iii) el componente C (comercialización) un aumento del 66,8%. La tarifa promedio de compra de energía estuvo en \$165 pesos/kWh, lo que arrojó un incremento del 9%. La exposición en bolsa pasó del 13% al 18% para 2015, situación acrecentada por el impacto en la obtención de la energía por el Fenómeno del Niño.

Por otro lado, los costos de prestación del servicio ascienden a 3.3 billones de pesos con una variación del 18% en el periodo 2014 – 2015. La utilidad bruta (Ingresos menos costos frente a ingresos) se incrementó en el periodo al pasar del 18% en el 2014 al 20% en el 2015. Los gastos operacionales son de 644 mil millones con un incremento del 28% en el año. Por esta razón la utilidad operacional (Ingresos menos costos y gastos frente a ingresos) pasó del 3.3% en el 2014 al 5% en el 2015.

Los gastos financieros representaron en el 2014 el 5% de los ingresos, lo que hizo que se generara una pérdida antes de impuestos del 1% y en el 2015 estos ascienden a \$175 mil millones los que representan el 4% de los ingresos por lo que en este periodo alcanzó a generar una utilidad antes de impuestos del 1% de los ingresos. La utilidad neta en el 2014 (\$ 16.497 millones) es el 0.47% de las ventas y en el 2015 (la utilidad neta \$ 47.535 millones) es el 1.1%.

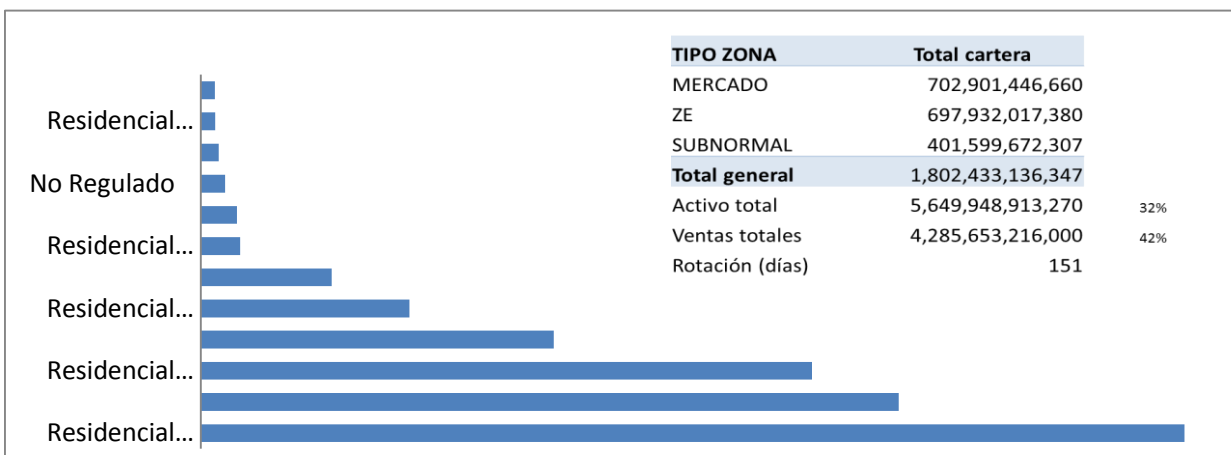
3.4.3.2 Balance

El activo total de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a 2015, ascendió a \$ 5.6 billones de pesos, siendo las principales cuentas propiedad, planta y equipo del 56% y deudores comerciales del 29%.

El pasivo total es de \$3.6 billones representado principalmente en un 38% en obligaciones financieras, 28% en acreedores comerciales y 19% en obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal. El pasivo pensional es de 670 mil millones de pesos

La cartera total de la compañía para el año 2015 asciende a \$1.802.433 millones de pesos, obteniendo un incremento frente el 2014 del 26%. Según este dato, la cartera rota cada 5 meses afectando la liquidez ya que debería rotar del orden de cada 45 días.

Gráfica 3–30 Segregación de la cartera por tipo de mercado



Fuente: Informe Anual ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. – Elaboración Propia SSPD

El indicador de razón corriente disminuyó de 0,98 a 0,95; lo anterior debido al aumento de los pasivos corrientes en 12%.

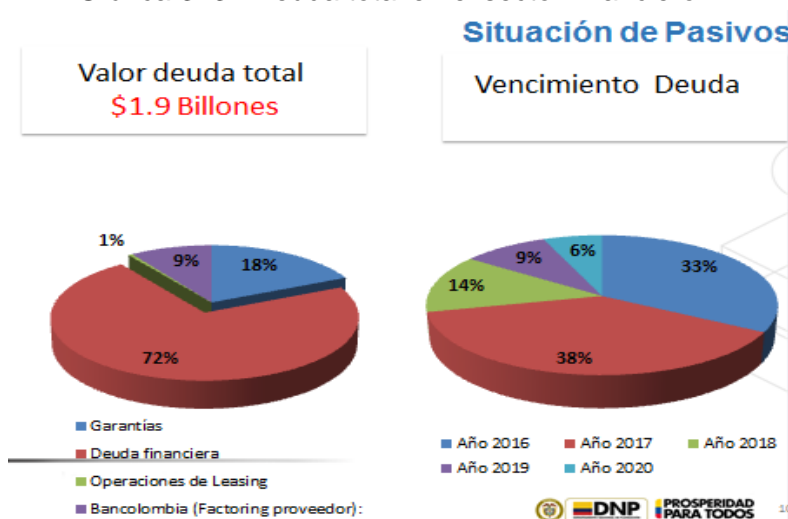
Gráfica 3–31 Situación de pasivos



Fuente: Informe Anual ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. – Elaboración Propia SSPD

En relación a la deuda actual con el sector financiero esta asciende a 1.9 billones de pesos. Es importante resaltar que, en el año 2016, se vence el 33% de la deuda y en 2017 el otro 38%. Esto significa que la empresa podría no tener 1.3 billones disponibles en los próximos 2 años. Adicionalmente, la empresa está pagando del orden de \$152.000 millones de pesos de interés anuales por concepto de ésta deuda.

Gráfica 3–32 Deuda total en el sector financiero



Fuente: Informe Anual ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. – Elaboración Propia SSPD

3.4.3.3 Flujo de Caja

Para el año 2015 el flujo de caja acumulado de la compañía aumentó un 104%, este crecimiento tuvo su mayor impacto por el incremento del 46,5% de los ingresos por FOES. Así mismo, los ingresos operativos crecieron en un 13%, los ingresos por ventas un 13,6% y los ingresos por subsidios 12,4%. Sin embargo, el recaudo desmejoró de 2014 a 2015 ya que pasó de ser del 89% al 85%, esto por la disminución del recaudo en los sectores que no se encuentran caracterizados como zonas especiales; lo cual indica y sugiere que la compañía tome acciones que le permitan seguir recaudando en los mismos niveles en que lo realizaba en años anteriores.

En el marco del ejercicio continuo de seguimiento del flujo de caja de la empresa por parte de la SUPERSERVICIOS, se identifica que la empresa puede tener dificultades financieras en el corto plazo. Lo anterior, ya que sus ingresos no están siendo suficientes para cubrir las obligaciones continuas y propias de su operación. Cabe anotar que aunque esta situación se presenta de manera continua, la misma se ha absuelto por lo general con el anticipo de subsidios por menores tarifas y/o renovación de créditos o negociaciones con generadores para la ampliación del periodo para el pago de la energía.

- Estructura de Ingresos Flujo de Caja

En lo relacionado a los ingresos, estos dependen en gran parte de las ventas y el recaudo, así como de la recuperación de la cartera vencida. Los ingresos por ventas representan el 82% del total de ingresos de la empresa, razón por la cual la gestión del recaudo es determinante para la suficiencia financiera de la empresa.

En relación a los otros ingresos, no asociados a la operación propia de la actividad de distribución y comercialización, tales como ingresos por concepto de subsidios por menores tarifas y FOES y el giro oportuno de los mismos, estos inciden altamente en la capacidad de pago de la empresa para el cumplimiento de sus obligaciones. Igualmente, la empresa ha venido apalancándose en créditos bancarios rotativos de corto plazo para garantizar su operación.

En lo corrido del año 2016, el porcentaje de recaudo continúa siendo un factor determinante. En el mes de enero de 2016 este descendió a un 81.60% luego de un recaudo de 84.53% a diciembre de 2015. Para el mes de febrero el recaudo alcanzo preliminarmente el 85.69% sin embargo se espera el recaudo sea del orden del 85%.

En lo correspondiente a la renovación de créditos inicialmente prevista en \$100.000 MCOP, podría ser solamente del orden de \$61.677 MCOP, ante la percepción del riesgo por parte de la banca comercial de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

- Estructura de Egresos Flujo de Caja

Los egresos predominantes continúan siendo los pagos asociados a la compra de energía, factoring de generadores y garantías en el Mercado Mayorista de Energía, garantías bancarias, englobadas en el flujo de caja de la empresa como aprovisionamientos lo que representa el 74% del total de los egresos/gastos operativos de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

En el mes de febrero la exposición a bolsa fue del 18%, para marzo fue del orden del 19% y en abril del 20%, por lo cual la energía se deberá de comprar a precio de escasez y otorgar las garantías correspondientes que cubren el 200% de la factura emitida. Otros egresos previstos en el flujo de caja son las siguientes:

- Acorde con el escenario de contratación y precios de energía se estima el valor de las pérdidas no reconocidas serian mensualmente de \$ 19.524 MCOP.
- Vencimiento factoring proveedores por \$14.000 MCOP
- Pago capital de créditos

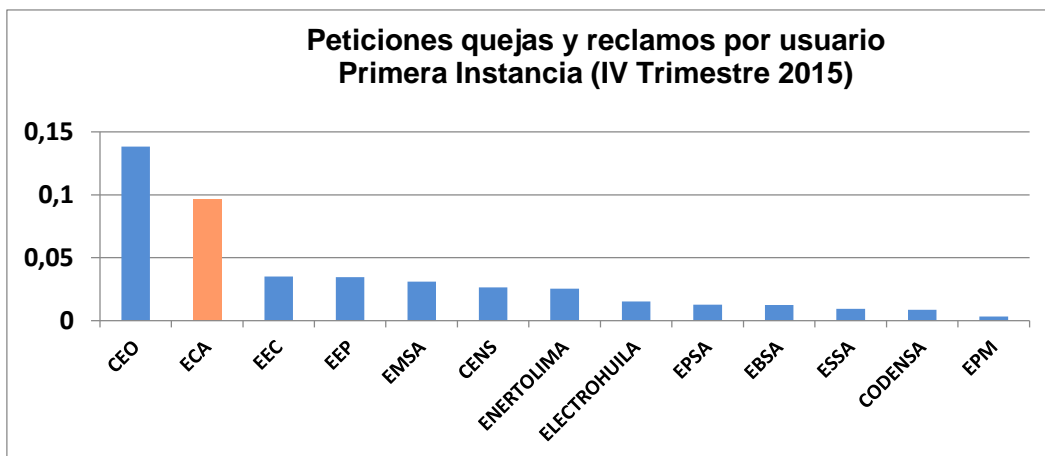
Finalmente y acorde con el informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados para el año 2015, “ si bien la compañía refleja una utilidad a 31 de Diciembre de 2015; “...*el flujo de caja presentó una serie de dificultades que pusieron en riesgo su operación. Dentro de estas variables se encuentran aspectos como: i) el Fenómeno de El Niño; ii) El Decalaje; Incremento de la exposición a bolsa y el iv) Incremento de tarifas.*”

3.4.4 Esquema de Atención al Usuario

3.4.4.1 Situación Actual

La atención hacia los usuarios es uno de los pilares fundamentales de este Programa. Por lo tanto, la Superservicios ha realizado una evaluación de los canales de atención al usuario con los que cuenta la empresa, para determinar aquellos aspectos susceptibles de mejora y en los que la empresa deberá concentrar esfuerzos. Cabe anotar que Electricaribe S.A. E.S.P. es la prestadora respecto a la cual se presenta en la Región Caribe, el mayor número de reclamaciones en segunda instancia y las autoridades departamentales y municipales presentan alertas. En la siguiente grafica se expone el ranking de empresas con mayor número de PQR's por usuario en primera instancia:

Gráfica 3–33 Peticiones, quejas y reclamos por usuario (IV trimestre 2015)



Fuente: SUI – Elaboración Propia SSPD

En el año 2015, 36.359 usuarios interpusieron reclamaciones en segunda instancia ante la SUPERSERVICIOS contra ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y de lo que va corrido de este año con corte a 1 de marzo, las reclamaciones ya suman 10,187. En comparativo con el mismo periodo del año anterior se evidencia un incremento del 26%.

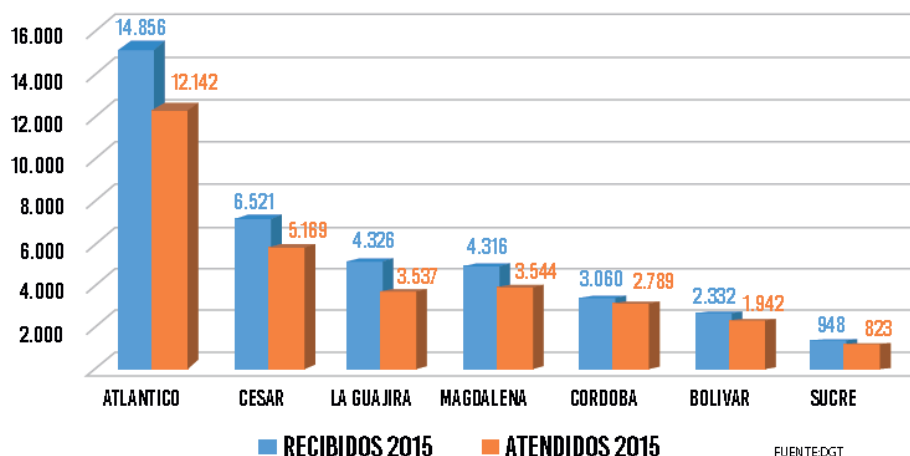
Gráfica 3–34 Cuadro comparativo reclamaciones por departamento 2015 - 2016

DEPARTAMENTO	RECIBIDOS 2015	ATENDIDOS 2015	RECIBIDOS 2016	ATENDIDOS 2016
ATLÁNTICO	14.856	12.142	4.212	596
CESAR	6.521	5.169	1.579	247
LA GUAJIRA	4.326	3.537	1.139	178
MAGDALENA	4.316	3.544	1.318	205
CÓRDOBA	3.060	2.789	722	107
BOLÍVAR	2.332	1.942	776	262
SUCRE	948	823	421	85
TOTAL	36.359	30.307	10.187	1.680

FUENTE: DGT

De las reclamaciones recibidas, los Departamentos de Atlántico, Cesar y La Guajira es donde más se quejan los usuarios contra ELECTRICARIBE.

Gráfica 3–35 Reclamaciones por departamento 2015



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

3.4.4.2 Atención al Usuario y Plan 5 Caribe

En relación a la atención al usuario, en el marco del Plan 5 Caribe, se habían definido una serie de metas, consistentes en el incremento de los centros de atención al cliente, mayores agentes en el call center y mejora en los tiempos de respuesta. El cumplimiento de dichas metas se indica en el siguiente gráfico:

Gráfica 3–36 Cobertura centros atención al cliente

Logramos un 100% de cobertura del objetivo de ampliación de los centros de atención al cliente



- Se han puesto al servicio 46 nuevos centros de atención alcanzando una cobertura del 100% en la ampliación planificada.
- Se ha incrementado en un 58,3% el número de agentes para la atención a través del call center. En la actualidad se cuenta con 133 agentes.
- El Call Center registró un nivel de servicio de 83% y de atención del 96%.

Departamento	Cantidad			
	Inicial	Actual	%	Prevista
Atlántico	9	17	100%	17
Bolívar	11	8	100%	8
Cesar	8	4	100%	4
Córdoba	18	5	100%	5
Guajira	4	3	100%	3
Magdalena	9	3	100%	3
Sucre	10	6	100%	6
Total	68	46	100%	46

Fuente: ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. – Plan5Caribe

De otra parte, ELECTRICARIBE ha manifestado está desarrollando propuestas encaminadas en el mejoramiento de los canales de atención al cliente, tales como: Desarrollos Tecnológicos (Aplicación para Dispositivos Móviles APP; Implementación de gestor de contenidos Share Point y Rincones Virtuales en los Centros de Atención). Proyecto de Reclamaciones (Resolución en Primer contacto; Gestión de reclamos reiterativos; Gestión de reclamos procedentes). Mejorar calidad Percibida (Potenciar y sensibilizar habilidades blandas del talento humano; optimización del modelo de atención en centros).

3.4.4.3 Cobertura Seguimiento SSPD-Eschema y Canales Atención al Cliente

Acorde con el ejercicio realizado por la Dirección General Territorial y la Dirección Territorial Norte de la SUPERSERVICIOS consistente en analizar e identificar los puntos críticos o relevantes de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y sus usuarios el cual conto con un trabajo de campo liderado directamente con el despacho de la Superintendente consistente en observar y visitar los principales Centros de Atención al Usuario de las ciudades capitales de los 7 departamentos donde la empresa presta sus servicios. Del anterior estudio se pudo concluir lo siguiente:

- Es necesario hacer recomendaciones sobre la publicación pedagógica de manuales de atención al usuario, formatos para presentar reclamaciones y las rutas de atención al ciudadano en los canales de información con los que cuenta la compañía para el usuario. También se recomienda que los datos que están relacionados con los ciudadanos se actualicen permanentemente en su página web. La ubicación, horario y características de los 114 Centros de Atención deben ser fácilmente identificados en todos los canales de información. Igualmente se debe aclarar cuáles son los Centros de Recaudo y Cuales son los Centros de Atención de Reclamaciones. Para este objetivo, se debe entender como canales de información, las herramientas digitales, impresas y comunicacionales con las que cuenta la prestadora.
- Según el número de Centros de Atención reportados (114) en (110) municipios, frente al total del número de municipios de los 7 Departamentos (195), refleja que llegan tan solo se mantiene la cobertura en un 58.8 % de los municipios. Lo cual requiere de la implementación de una estrategia coordinada y focalizada para los municipios con mayores distancias entre los Centros de Atención y las poblaciones o caseríos.
- Las mejoras o plan de acción presentado para el año 2016 contemplan una serie de actividades que pueden mejorar el servicio de atención al usuario, sin embargo, se identifica la necesidad de realizar un especial seguimiento al cumplimiento y efectividad de las mismas.

Preliminarmente, se han identificado las siguientes recomendaciones:

- Énfasis en ofrecer información completa, oportuna y pedagógica a los usuarios por todos los canales no presenciales (Respaldos de las Facturas, Página web, Mensajes SMS).

- Publicar en la página web y en lugares de fácil acceso a los usuarios, los instructivos, manuales de atención al usuario, los protocolos de su atención y los derechos de los usuarios frente a la atención de ELECTRICARIBE.
- Discriminar o hacer diferencia entre (tipificar en los reportes), número de contactos con usuarios y número de solicitudes o reclamaciones recibidas (discriminar por separado).
- Generar o crear un sistema que permita identificar los reclamantes reiterativos, para con ello evitar saturación de los canales de atención y acumulación de solicitudes y generar estrategias de mejoramiento con estos usuarios.
- Actualizar y crear un acceso directo y principal a la Carta de Trato digno al Ciudadano.
- Ampliar la oferta de buses para prestar el servicio de atención y recepción de reclamaciones, con el fin de ampliar la cobertura de esta estrategia.
- Incluir línea gratuita vía celular o un acceso especial de chat telefónico gratuito.
- Mejorar la explicación, presentación y detalle de los cobros y características en la factura.
- Informar públicamente, de manera clara e inequívoca cuales son las Oficinas de Atención al Usuario diferentes a los Puntos de Pago y tercerizados.
- Realizar acciones de mejora y fortalecimiento bimensuales al Call Center, por tratarse de ser este el canal más usado por los usuarios.
- Fortalecer y aumentar el número de Oficinas Móvil, puesto que actualmente solo se cuenta con cinco para todos sus usuarios.
- La “central de escritos” no es claro que efectivamente sea un “canal de atención”, se identifica más como una oficina de Gestión Documental de la empresa. En consecuencia, se recomienda revisar la visión y estructuración de este posible canal.
- Crear el protocolo de recepción y atención de reclamaciones en redes sociales.
- Mejorar las condiciones locativas y operacionales de los Centros de Atención al Usuario y establecer jornadas de atención continua.

3.4.4.4 Agenda Jurídica - Silencios Administrativos Positivos y Dirección Territorial Norte de la SSPD

En los procesos que adelanta la Dirección Territorial Norte de la Superintendencia, se ha podido establecer que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tiene un promedio de traslado de expedientes y documentación por el orden de 8 meses y en su mayoría son remittimos de forma incompleta, esto perjudica el ejercicio pleno de los derechos de los usuarios, ya que impide que la entidad pueda responderle oportunamente sobre su derecho reclamado.

En consecuencia, deben establecerse acciones por parte de la empresa para que la misma remita los expedientes y documentos requeridos por la Dirección Territorial Norte oportunamente, dando cumplimiento a sus obligaciones legales.

3.5 Conclusiones Diagnóstico

Calidad del Servicio

- Acorde con la evaluación del indicador de calidad global ITAD, definidos en la regulación vigente CREG 097 del 2008, el reportado por la empresa en ambos niveles de tensión,

cumple desde el punto de vista regulatorio. Por lo tanto, de manera agregada y dada la magnitud de su mercado, regulatoriamente ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. se encuentra dentro de los límites aceptados por la regulación.

- Analizando la calidad de servicio complementariamente, a partir de los indicadores internacionales, SAIDI y SAIFI, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., utilizados como referentes, se registra un incremento las interrupciones en términos de duración y frecuencia en todos los meses del año 2015, respecto al 2014.
- Dada la dispersión geográfica y ruralidad del territorio en la Región Caribe, se puede concluir que la calidad es bastante heterogénea y en muchas zonas se observa una evidente baja calidad del servicio, particularmente en las zonas rurales de los departamentos y limítrofes con los otros departamentos. Las inversiones realizadas y mantenimientos, incluyendo brigadas de atención de daños, están concentradas en las capitales de departamento y de ahí el mal servicio que los mapas muestran en las zonas rurales. Es recomendable efectuar seguimiento a la calidad de forma transversal y paralela al esquema regulatorio actual, mediante los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI. Inclusive realizar dicho seguimiento de manera sectorizado, dada la gran magnitud de usuarios servidos y el impacto de los proyectos propuestos por ELECTRICARIBE en el SDL en la calidad del servicio.
- Los usuarios perciben continuas fluctuaciones en el nivel de tensión asociadas a la calidad de la potencia y se han presentado eventos en algunas subestaciones que pueden evidenciar incumplimiento al RETIE, además de infraestructura en mal estado, que representan riesgos eléctricos.

Pérdidas

En el 2015, el indicador de pérdidas de energía ascendió a 21.62% presentándose una tendencia creciente, particularmente, ante una mayor manipulación indebida y conexiones ilegales (fraude) e inversiones asociadas a la gestión de las pérdidas. La empresa reportó unos menores ingresos por este concepto de \$285,000 millones de pesos, aproximadamente.

Mantenimientos

- Acorde con el informe 2014 del AEGR, se requiere por parte de la compañía, en cuanto a los mantenimientos de alta tensión, contar con un software que permita una adecuada planeación, seguimiento y control de los mantenimientos diseñados por la empresa. Lo anterior, ya que estos se encuentran actualmente en Excel y su seguimiento y control se hace de forma mensual, generando riesgos. Pues no se cuenta con un sistema de alertas tempranas o señales que permitan tener la certeza de la ejecución de la totalidad de las actividades programadas en el plan.
- Se requiere un plan de choque o de mantenimientos express que permita incrementar la operatividad para la ejecución de los mantenimientos (Predictivo, preventivo), así como la modernización de los equipos de las brigadas.

Inversiones

- Se requiere repotenciar todo el sistema para garantizar una mejor en la calidad del servicio, dado el agotamiento de la red. Del total de los 394 proyectos previstos en el Plan 5 Caribe, 339 corresponden al Sistema de Distribución Local e implican unas inversiones de aproximadamente \$1.1. billones de pesos, las cuales están condicionadas al flujo de caja. Sumado a esta variable, Electricaribe S.A. E.S.P. también ha condicionado la ejecución de dichas obras al impacto que tenga el nuevo cargo de distribución resultante de la metodología de distribución que se encuentra en trámite por parte de la CREG.
- Dada las limitaciones de flujo de caja, las cuales se evidencian con un menor ritmo de inversiones en el 2016, registrándose a marzo solo \$18.000 millones de pesos del total de los \$247.000 millones de pesos, se requiere la priorización de las mismas, acorde con criterios técnicos en términos de mayor impacto en la calidad y continuidad del servicio, que se puedan ejecutar sin dependencia del flujo de caja.

Facturación y Recaudo

- El crecimiento de la facturación total de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. del 5.9% con respecto a 2014 (1.8 más que el país), se explica básicamente por el aumento en la facturación en las Zonas Especiales del 27.5% y de los usuarios de este segmento en un 7%. Se requiere continuar estableciendo estrategias para la gestión de esta cartera corriente. No obstante, lo anterior el recaudo ha venido en descenso registrando un porcentaje del 83.9% a diciembre de 2015.

Cartera

- Ante la reducción de la cartera y fraude se requiere además de la una fuerte gestión de la empresa, se requiere una estrategia social y de comunicaciones que genere un cambio de hábito (Eficiencia Energética), así como una colaboración activa entre la compañía y las autoridades nacionales, departamentales y locales para dotar de los instrumentos legales y policivos, así

Atención al Cliente

- Una de las grandes deficiencias de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. se encuentra en sus esquemas y canales de atención al cliente, precisamente en la atención oportuna y con calidad de las reclamaciones de los usuarios, que impacta cada vez más la percepción y confianza del usuario.
- Los centros de atención al cliente, no registran las condiciones locativas y logísticas mínimas para atender a los usuarios de ELECTRICARIBE, afectando la prestación de un servicio ágil, oportuno y de calidad. Requerimientos mínimos como los siguientes hacen falta:
 - Insuficiencia de silletería
 - Digiturnos y orientación
 - Pocos módulos disponibles para PQR's Verbales y discapacitados, persona mayores y embarazadas.

- Los formatos de recursos, peticiones, no están a la mano del usuario o puesta al público, a pesar de contar con los mismos tampoco existe orientación en su diligenciamiento.
- Poca capacitación de las funcionarias
- Demoras entre 2 y 3 horas para la atención a los usuarios al radicar documentos o recibir orientación sobre temas relacionados con el servicio.
- Falta de orientación en cuanto a la interposición de los recursos por parte de los usuarios - dejan vencer los términos a los usuarios.
- Quejas exageradas por los abusos y actuaciones irregulares por la prestadora. (medidores que se retiran sin justa causa, multas – energía consumida dejada de facturar)

4 OBJETIVOS E INDICADORES DEL PROGRAMA DE GESTIÓN

El propósito de este documento es definir el Programa de Gestión requerido para avanzar en el mejoramiento de la calidad y confiabilidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la Región Caribe, así como plantear el esquema de monitoreo y supervisión que se efectuara a las metas de cumplimiento definidas en dicho programa. En lo correspondiente a las funciones de seguimiento y supervisión se describen los medios de verificación a utilizarse, entre ellos indicadores de gestión financieros, operacionales y comerciales asociados a las actividades de distribución y comercialización, los cuales serán plasmados en la Matriz de Resultados (MR) del Programa de Gestión adjunta.

En este programa, se establecen unas metas gestionables y la previsión de la ocurrencia de variables exógenas y endógenas que podrían incidir en el cumplimiento de las metas asociadas a la actividad de distribución y comercialización. Por lo tanto y si bien este programa tendrá una vigencia de cinco años, cuenta con una proyección dinámica, por lo cual las metas serán revisadas mensual y trimestralmente y su cumplimiento anualmente. Lo anterior, considerando específicamente los ajustes regulatorios que se prevén ante la expedición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, que entraría en vigencia en el 2017, y la cual impactaría las variables definidas en el programa tales como: Inversiones, pérdidas y calidad.

Entre los elementos que contiene el programa de gestión, se destacan todos los insumos/proyectos necesarios (inversión, mantenimientos, adecuaciones logísticas, locativas y tecnológicas en los canales de atención al cliente) y todos los recursos necesarios (humanos, financieros, etc) requeridos para cumplir con las metas impuestas, las cuales deberán redundar en la mejora de la calidad del servicio, reducción de las pérdidas, mejora de la percepción del usuario. Lo anterior, sin perjuicio de las actividades propias de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de vigilancia y control del cumplimiento de la normatividad y regulación por parte de los prestadores del servicio de energía eléctrica.

Los ejes del programa de gestión estarán basados en los siguientes procesos:

- a) **Gestión financiera:** La estrategia financiera de la empresa se constituye en un eje transversal, para que la empresa cuente con la disponibilidad de recursos suficientes no solo para atender sus obligaciones para su operación (Obligaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, Generadores, Proveedores, Nómina) sino también para desarrollar las inversiones en modernización, reposición y mantenimiento requeridas por el sistema para disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones que redunden en una mejora de la calidad al usuario final.
- b) **Gestión comercial:** Asociada al recaudo corriente y recuperación de la cartera vencida, ingresos en los cuales está fundamentada, en gran parte, la suficiencia financiera de la empresa.
- c) **Gestión operacional:** Ejecución y priorización de las inversiones., teniendo como referente los resultados y recomendaciones del estudio de Energy Co., en la cual se detallada de manera georeferenciada las inversiones que se deben priorizar considerando los municipios que mayor registran frecuencia y duración de las interrupciones, así como los circuitos peor servidos.

En lo que respecta al plan de mantenimientos, se deberá sustentar igualmente los criterios técnicos con los cuales se deberán realizar estos a nivel de alta, media y baja tensión. Adicionalmente incrementar los mantenimientos predictivos, preventivos y programados, para disminuir la duración de las interrupciones. Actividades todas estas que impactarán los indicadores de calidad FES (Frecuencia de las interrupciones) a nivel de inversiones y DES (Duración de las interrupciones) a nivel de mantenimientos.

- d) **Mejoramientos de los procesos y canales de atención al cliente:** Este eje implicara el diseño y adopción de procedimientos no solo más ágiles para la atención de los usuarios, sino también, más precisos y pedagógicos los cuales orienten a estos sobre sus derechos y deberes. En este mismo sentido, los canales de atención para la atención a los usuarios deberán ser funcionales, oportunos y responder en todo caso a las necesidades del cliente y lograr en lo posible que la solución se de en el primer contacto, contribuyendo a la recuperación de la confianza por parte de los clientes. Por lo cual se deberán identificar estrategias de relacionamiento acorde con la condición y tipo de necesidad de los clientes.

En todo caso el plan de acción correspondiente a la iniciativa del fortalecimiento de los canales de atención deberá propender por la búsqueda de la excelencia operacional en los procesos comerciales.

La definición de estos ejes y metas deberán obligar al prestador mejorar la calidad del servicio, disminuir las pérdidas, gestionar el recaudo, incorporar nuevas inversiones en reposición y calidad; ejecución de los mantenimientos requeridos y fortalecimiento de los canales de atención al cliente, todos ellos conducentes al mejoramiento de la calidad del servicio y percepción del usuario.

	Afectación de la Viabilidad Empresarial y Prestación del Servicio	Estrategia	Impacto en la Prestación del Servicio
1	Menores ingresos por nivel de Recaudo	Estrategia de Recaudo diferencial para los diferentes segmentos de consumo	Mayor disponibilidad de recursos (\$ 800.000 millones- cifra que se dejó de recibir a 2015 por fraude e impago) para mantenimientos e inversiones.
2	Mayores costos por las pérdidas y fraudes	Desarrollo de un plan para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas según propuesta regulatoria.	
3	Disminución del ritmo de las inversiones y mantenimientos	Revisión del cronograma de las inversiones, impacto de las obras en calidad y continuidad, usuarios beneficiados, etc. para cada uno de los departamentos Contar con alertas tempranas sobre requerimiento de mantenimientos preventivos.	Mayores inversiones para reducir las frecuencias de las interrupciones y mantenimientos para la reducción de la duración de las interrupciones.
4	Incremento de la duración y frecuencia de las interrupciones	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cumplimiento indicador regulatorio- ITAD. ✓ Seguimiento como referente de los Indicador de calidad internacionales- SAIDI y SAIFI 	Mejoramiento de la calidad del servicio y por ende de la percepción del usuario y recuperación de la confianza.
5	Ausencia de condiciones locativas y logísticos para la atención oportuna y con calidad al usuario final.	Fortalecimiento canales de atención al cliente y mejora percepción usuario final <ul style="list-style-type: none"> ✓ Rediseño factura de energía ✓ Cronograma de adecuación oficinas y modelo de gestión ✓ Desarrollo de un APP (aplicación móvil) 	Diminución de las reclamaciones en primera y segunda instancia
6	Deuda financiera concentrada en el corto plazo con altos costos de interés	Programa reestructuración de la deuda	

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

4.1 Indicadores del Programa de Gestión

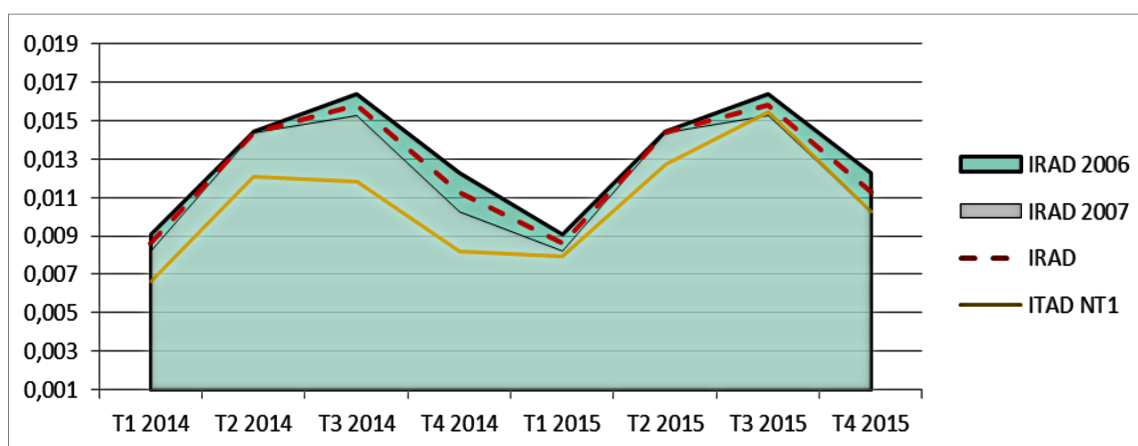
4.1.1 Indicadores de Calidad del servicio

Motivación:

Tal y como se expuso en capítulo 3, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en cumplimiento de su función de vigilancia, inspección y control, adelantó el análisis correspondiente al comportamiento del indicador de calidad del servicio ITAD (Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el período usado como referencia), reportado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., al Sistema Único de Información - SUI, de acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG 097 de 2008 (que actualmente se encuentra vigente), encontrando que desde lo establecido por la citada resolución, esta empresa, cumple en gran parte de los periodos con las referencias de calidad del servicio establecidos en la Resolución particular CREG 025 de 2011.

Sin embargo, es importante mencionar que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tiene una distribución regional heterogénea, con diferencias marcadas en la calidad del servicio, por lo cual dichos indicadores no reflejan la calidad real en cada una de las zonas de su mercado. Lo anterior dado que éste es un indicador global para siete departamentos que componen el mercado Caribe. En las siguientes graficas se muestra el comportamiento del indicador ITAD de la empresa de cada uno de los trimestres de los años 2014 y 2015:

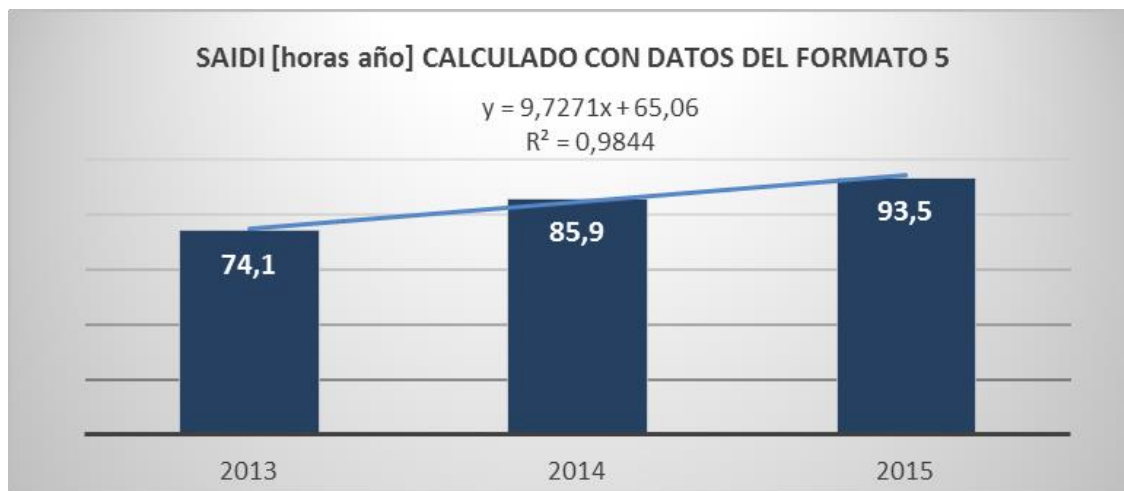
Gráfica 4–1 Comportamiento ITAD de la empresa para los años 2014 - 2015



Fuente: SUI

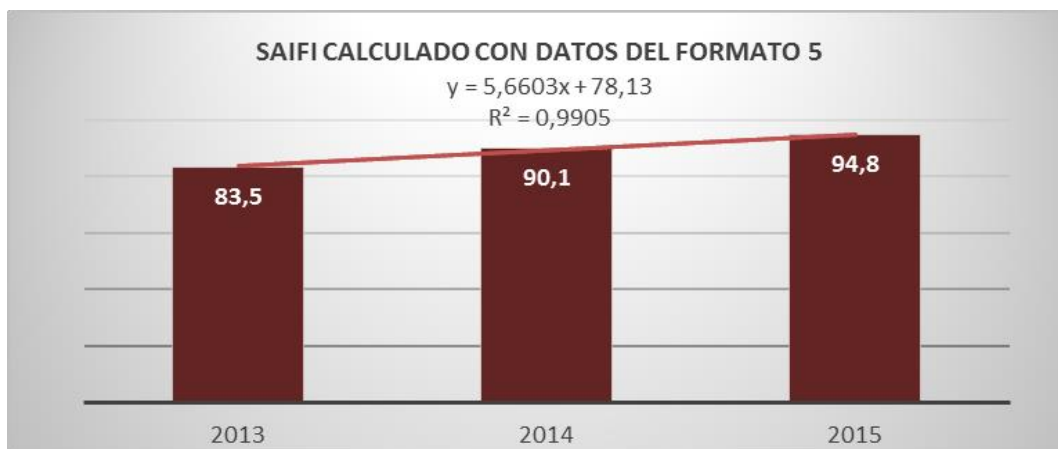
Para complementar lo expuesto, se realizó un análisis del comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI de la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. para los últimos tres años, presentándose lo siguiente:

Gráfica 4–2 Comportamiento del SAIDI de la empresa para los años 2011 a 2015



Fuente: SUI

Gráfica 4–3 Comportamiento del SAIFI de la empresa para los años 2011 al 2015



Fuente: SUI

En las gráficas 4-1, 4-2 y 4-3, se evidencia una desmejora en la calidad del servicio, en términos de los indicadores SAIDI y SAIFI, coincidiendo estos resultados con la percepción de los usuarios del mercado de la Región Caribe y distando de los resultados obtenidos por

la aplicación del esquema actual de calidad del servicio definido por la resolución CREG 097 de 2008 (ITAD/IRAD/ΔDt). Marco regulatorio bajo el cual ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., no evidencia tener un mal servicio.

Por lo anterior, se determinó efectuar un seguimiento a la calidad del servicio del mencionado mercado, en términos de los indicadores SAIDI y SAIFI. Para tal efecto, a continuación, se presenta la metodología que fundamenta el cálculo de los mismos, al igual que su meta a través del periodo de ejecución del presente programa de gestión:

Metodología

Los indicadores SAIDI y SAIFI serán calculados conforme lo estipulado en el Estándar IEEE 1366 de 2012 “Guide for Electric Power Distribution Reability Indices”, el cual los define de la siguiente manera:

SAIDI: System Average Interruption Duration Inex (Índice de duración de interrupciones promedio del Sistema), este indicador mide el tiempo promedio de interrupción del servicio por grupo de usuarios de un sistema de distribución. Es comúnmente expresado en horas o en minutos. Su fórmula es la siguiente:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duracion Total de las interrupciones de los usuarios atendidos}}{\text{Numero Total de Usuarios Atendidos}}$$

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema), este indicador mide la frecuencia de interrupción promedio del servicio por grupo de usuarios de un sistema de distribución y es expresado en número de veces. Su fórmula es la siguiente:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de interrupciones de los usuarios atendidos}}{\text{Numero Total de Usuarios Atendidos}}$$

Estos indicadores tendrán el mismo peso porcentual dentro de la evaluación a la calidad del servicio, es decir de 12.5% cada uno. Sobre éstos se realizará un seguimiento trimestral y una evaluación anual.

Del cálculo de estos indicadores se excluirán aquellas interrupciones asociadas al desarrollo de actividades de inversión, las cuales serán validadas por parte de la SSPD en el programa semanal de mantenimiento a entregar por parte de ELECTRICARIBE. Así mismo, el punto de partida serán los indicadores SAIDI y SAIFI de la vigencia 2015 calculados a partir de la exclusión de las interrupciones programadas, cuyos valores fueron 77 y 78 respectivamente.

Meta

Los indicadores SAIDI y SAIFI tendrán las siguientes metas anuales

Metas SAIDI:

Tabla 4–1 Metas programadas de gestión 2016 – 2020

2016	2017	2018	2019	2020
Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
75.00	74.00	72.00	71.00	70.00

Metas SAIFI

Tabla 4–2 Metas programadas de gestión 2016 – 2020

2016	2017	2018	2019	2020
Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
78.67	77.62	75.53	74.47	73.42

Para la evaluación del cumplimiento de las metas expuestas, se partirá del último valor calculado disponible, el cual para la primera evaluación será el correspondiente a la vigencia 2015. Así mismo, se estimará porcentualmente el avance respecto a su meta, además de tener en cuenta un límite superior del 100% en caso de alcanzarla o superarla y 0% en caso de mantenerse en el valor inicial u obtener valores inferiores a éste.

4.1.2 Indicador de Efectividad de Mantenimiento

Motivación:

Con base en los antecedentes históricos de las interrupciones en la prestación del servicio público de energía eléctrica suministrado por Electricaribe S.A. E.S.P., se encuentra, en muchos casos que su causa principal, es la falta de mantenimiento a nivel de los diferentes activos del SDL y STR; estos eventos, que afectan directamente la calidad del servicio, se podrían evitar con la ejecución de mantenimientos más efectivo de redes, líneas y subestaciones y con la debida periodicidad. Los análisis de interrupciones del servicio, fueron construidos a partir del análisis diario de las afectaciones en la continuidad en los diferentes municipios de su mercado de energía de la Costa Atlántica; la definición de un indicador de eficiencia de mantenimiento, va a permitir que las zonas que regularmente presentan mayor afectación, realmente cuenten con un servicio de calidad tal como lo establece la Ley

Metodología

El Indicador de Efectividad de Mantenimiento (IEM), se construirá a partir de un análisis diario de la información que será entregada por medio de una conexión FTP, a esta Superintendencia por parte ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. antes de las dieciséis horas (16:00) del siguiente día de operación. Esta provendrá de los registros de su sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y SGI (Sistema de Gestión Integrado).

Así mismo, con el fin de hacer un análisis más acertado de la efectividad de las acciones de mantenimiento ejecutadas por la Empresa, se dividiría el mercado Caribe por cada uno de los siete departamentos de la costa atlántica y los grupos de calidad, definidos en la Resolución CREG 097 de 2008, la cual expone lo siguiente:

“(…)

Grupo 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

Grupo 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

Grupo 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

Grupo 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

(...)"

De esta forma se estimará diariamente el porcentaje de demanda no atendida para cada circuito que hubiese presentado interrupciones no programadas y que no correspondan a eventos de fuerza mayor. Lo anterior con base en la potencia promedio del circuito y la duración de la interrupción en cada uno de éstos en el día de análisis.

Luego, el valor calculado para cada circuito será comparado con su límite máximo de demanda no atendida según el grupo de calidad al que pertenezca, para finalmente, si lo supera, entrar a hacer parte del cálculo del índice de Efectividad de Mantenimiento a nivel departamental. Estos valores máximos, inicialmente, corresponderán, con la siguiente clasificación:

Tabla 4–3 Límites del DNA establecidos por Grupo de Calidad

Grupo de Calidad	Límite % DNA
I	2 %
II	4 %
III	6 %
IV	8 %

*DNA: Demanda No Atendida.

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

$$IEM_{i,d} = 1 - \sum_{g=1}^4 \left[ICI_{g,i,d} * \left(\frac{NU_{g,d}}{NTU_d} \right) \right]$$

$$ICI_{g,i,d} = \frac{NCSL_{g,i,d}}{NTC_{g,i,d}}$$

Donde:

g: *Corresponde al grupo de calidad al que pertenezca el respectivo circuito de acuerdo con la ubicación de su cabecera..*

d: *Corresponde al departamento donde se encuentre instalada la cabecera del circuito*

i: *Corresponde al día de evaluación del indicador*

NTC_{g,i,d}: *Numero total de circuitos en el grupo de calidad g, instalados en el departamento d*

NCSL_{g,i,d}: *Número total de circuitos que presentaron interrupciones no programadas diferentes a eventos de fuerza mayor en el grupo de calidad g, el día i en el departamento d y que superaron el límite de %DNA que le corresponda, según su grupo.*

NU_{g,d}: *Número de usuarios conectados a transformadores que pertenezcan al grupo de calidad g, y que se encuentren ubicados en el departamento d.*

NTU_d: *Número total de usuarios que se encuentren ubicados en el departamento d.*

NGC_d: *Cantidad de grupos de calidad para los cuales se hizo el cálculo de la variable ICI en el departamento d.*

ICI_{g,i,d}: *Índice de circuitos que infringieron los límites de DNA definidos para los respectivos grupos*

IEM_{i,d}: *Indicador de efectividad de mantenimiento para el departamento d durante el día i*

Al respecto, cabe mencionar que en el cálculo de la demanda no atendida no se tendrá en cuenta el hecho de haber realizado suplencias para atender el mercado conectado al respectivo circuito. Lo anterior, dado que a través de este indicador se busca evaluar la efectividad de los mantenimientos realizados por la empresa sobre los circuitos de distribución.

El presente indicador de Efectividad de Mantenimiento, no tendrá peso en la valoración del programa de gestión durante el año 2016. Esto dado que se carece de información histórica o de referencia para el establecimiento de sus metas y los límites de %DNA; sin embargo, durante el presente año, se construirá los datos históricos que permitirán que el indicador pueda hacer parte de la evaluación del cumplimiento del programa de gestión a partir del año 2017.

Por otra parte, es pertinente aclarar que en el desarrollo de la metodología de cálculo del indicador, expuesta anteriormente, se realiza una segregación por grupo de calidad de acuerdo con las definiciones presentes en la Resolución CREG 097 de 2008, luego de lo cual se define un límite de demanda no atendida para cada circuito perteneciente a cada uno de estos, teniendo en cuenta las particularidades existentes en cada zona geográfica perteneciente al grupo de calidad. Así mismo, el indicador tendrá una consolidación trimestral y anual para el seguimiento y evaluación, a partir de promedio aritmético de los respectivos datos diarios.

El indicador tendrá una consolidación trimestral y anual para el seguimiento y evaluación, a partir de promedio aritmético de los respectivos datos diarios.

4.1.3 Indicador de Pérdida de Energía

Motivación

Las pérdidas no técnicas corresponden a la energía que se hurta del sistema de distribución de energía eléctrica, mientras que las pérdidas técnicas corresponden a la energía eléctrica que por fenómenos físicos como, por ejemplo, el efecto joule, se transforma en calor, dejando de ser energía útil susceptible de facturar. Estas pérdidas se pueden reducir implementando medidas que generalmente están contenidas en un Plan de Reducción de Pérdidas.

A continuación, se presenta un esquema básico de un Plan de Reducción de Pérdidas.

Tabla 4–4 Estrategias para reducción de pérdidas

PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	PROCESOS DE SOPORTE AL PLAN GESTIÓN: General Del conocimiento Comercial Social
• Cargabilidad óptima	
• Balanceo de circuitos	
• Corrección del factor de potencia	
• Reconfiguración de circuitos	
• Aumento de capacidad	
• Voltaje de operación	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
• Redes antifraude	
• Normalización	
• Seguimiento a colgados y cortados	
• Calibración equipos de medida	
• Campaña de revisión	

En el mismo sentido se detallan algunas clases de pérdidas propias de la actividad de distribución de energía eléctrica:

Pérdidas Comerciales: Son las que se pueden visualizar desde los estados financieros de la compañía, pues representan la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida por el comercializador.

Otro tipo de Pérdidas: Son las que se presentan en la red de distribución de energía y que se integran en la medición general del indicador. Esta variable medida en energía, se encuentran inmersas en el sistema de distribución del operador de red, teniendo en cuenta las entradas de energía y las salidas del sistema. Todos los datos anteriores a partir de las medidas físicas instaladas en las fronteras comerciales del OR y los medidores de los usuarios finales.

Teniendo en cuenta lo expuesto el indicador de pérdidas se ha incluido en el programa de gestión, debido al alto impacto económico que representa para el Operador de Red.

Metodología

En la actualidad el sistema de distribución de energía eléctrica de Electricaribe S.A. E.S.P. en sus niveles de tensión I, II, III y IV presenta un porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas estimadas en 21,62%.

Este cálculo resulta a partir de la siguiente expresión:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{\text{Energía entreada} - \text{Energía salida}}{\text{Energía entrada}}$$

Dónde:

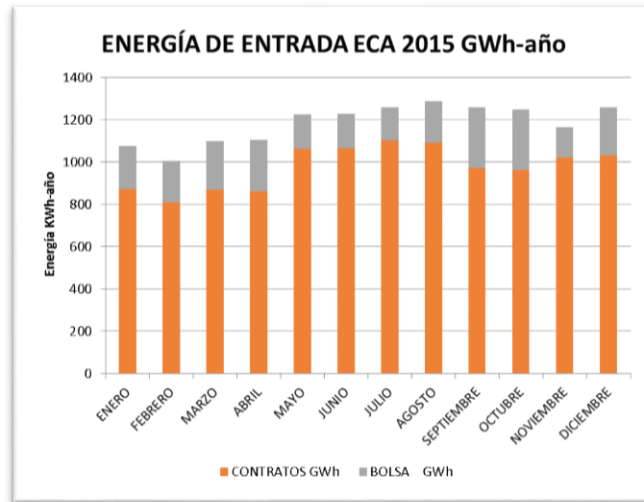
Energía entrada: Es la energía que ingresa a las fronteras comerciales de ECA y que se refleja en el ASIC mediante el registro de contratos a largo plazo y transacciones en bolsa, correspondiente al año 2015. (Fuente: XM)

Energía salida: Es la energía facturada por el OR la cual es reportada al SUI, para el año 2015.

Con base en lo expuesto, se presenta el índice de pérdidas calculado para el mercado ECA, así:

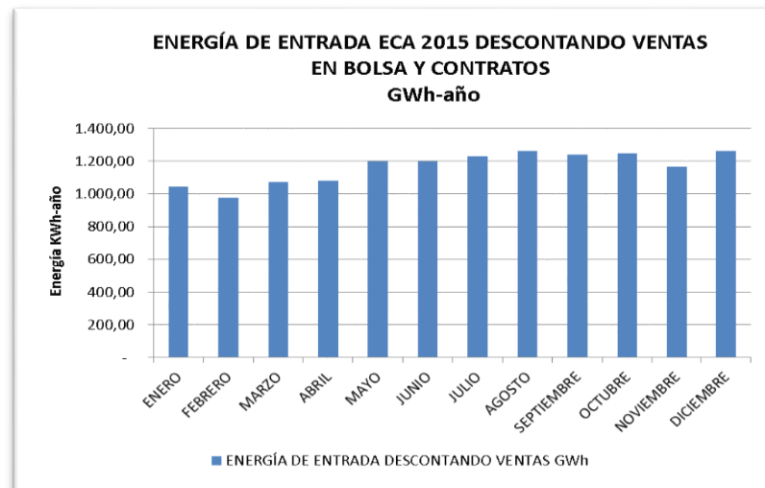
$$\% \text{Pérdidas base} = \frac{13,983,050,000 - 10,958,920,886}{13,983,050,000} = 21,62\%$$

Gráfica 4-4 Energía comprada en mercado mayorista



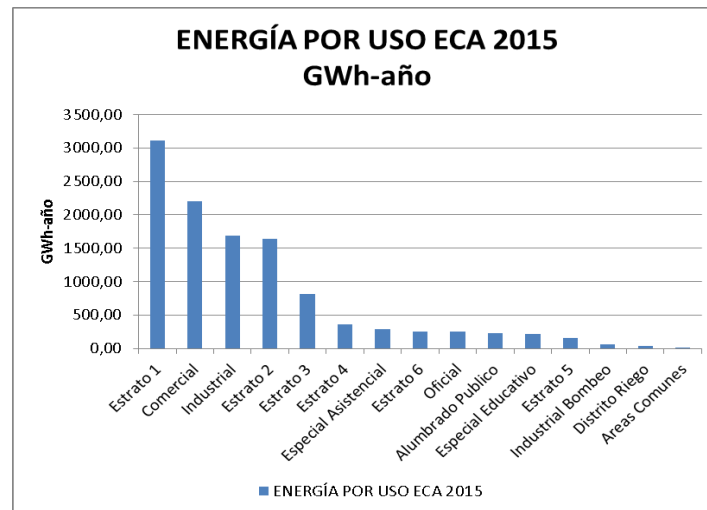
Fuente: XM

Gráfica 4-5 Energía de entrada sin energía vendida en bolsa



Fuente: XM

Gráfica 4–6 Energía facturada por estrato



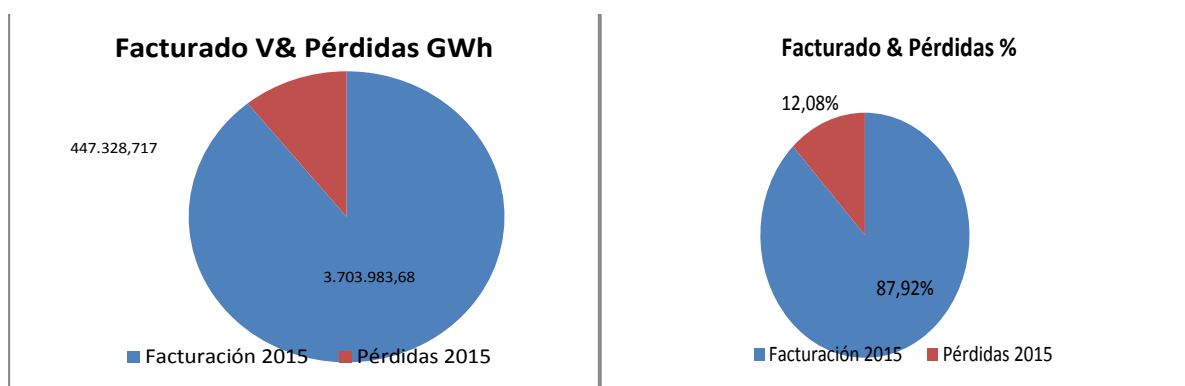
Fuente: XM

De otro modo, en la Resolución CREG 110 de 2009 y en la Circular CREG M 058 del 2 de diciembre de 2009 – Aplicación de factores para referir al STN, define que para Electricaribe S.A. E.S.P. se reconocerá un 12,75% por pérdidas de energía en el costo unitario.

La diferencia entre el indicador real de la empresa que es de 21,62%, frente al indicador de la Resolución CREG 110/09 del 12,75% que permite reconocimiento económico a la empresa, es de 8,87% puntos porcentuales. Actualmente esta diferencia que se ajusta a un valor de 8,87%, en términos de energía eléctrica para el caso del año 2015 equivalen a 960,51 GWh-año y su valor no reconocido en pesos colombianos, asumiendo el valor del costo unitario para el mes de marzo de 2016 para el OR corresponde a 465,72 \$/kWh, asciende a una cifra de 419 mil millones de pesos; cifra que deja de percibir la empresa y afecta directamente su flujo de caja.

Por otra parte, es importante mencionar que según información reportada al SUI, Electricaribe S.A. E.S.P. suministró a sus usuarios en el año 2015 un total de 11.311,55 GWh-año, frente a unas compras de energía eléctrica registradas ante el ASIC, por 13.983,05 GWh-año.

Gráfica 4–7 Comportamiento energía facturada Vs. pérdidas



Fuente: SUI – XM

Meta

La meta consiste en que la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. alcance un indicador de pérdidas igual al reconocido por la regulación vigente, es decir, que sus pérdidas no superen el 12,75% en un horizonte de 10 años.

Como meta del presente Programa de Gestión en el horizonte que le corresponde de cinco (5) años, la meta establecida es no sobrepasar el límite de pérdidas de 17,19%

Para que esto sea posible, se determinó que la meta sea mejorar el mencionado porcentaje de pérdidas en un valor consecutivo anual de 0,887% empezando en el segundo trimestre del 2016 hasta el año 2020.

Tabla 4–5 Indicadores de pérdidas 2015 - 2015

2016	2017	2018	2019	2020
20.73%	19.85%	18.96%	18.07%	17.19%

Fuentes: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliario

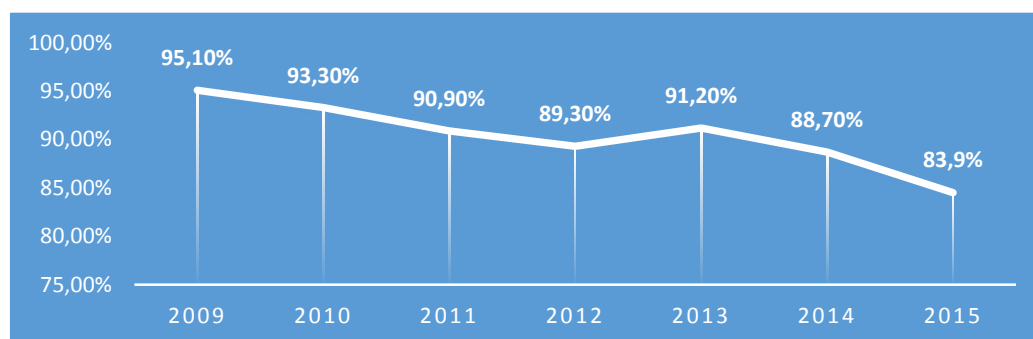
4.1.4 Indicador de Recaudo:

Motivación

De acuerdo con los estados financieros presentados en el Informe Anual de la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. 2015, el recaudo del mercado Caribe en el año 2015 ascendió a \$3,07 billones respecto a una facturación de \$3,64 billones, lo cual corresponde a un porcentaje de recaudo del 83,9%, cifra que es 4.8% menos que en el año 2014, donde alcanzó un nivel de 88,7%.

En la siguiente gráfica, se presenta el comportamiento del índice de recaudo para los últimos siete años de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P.

Gráfica 4–8 Evolución porcentaje de recaudo 2009 - 2015

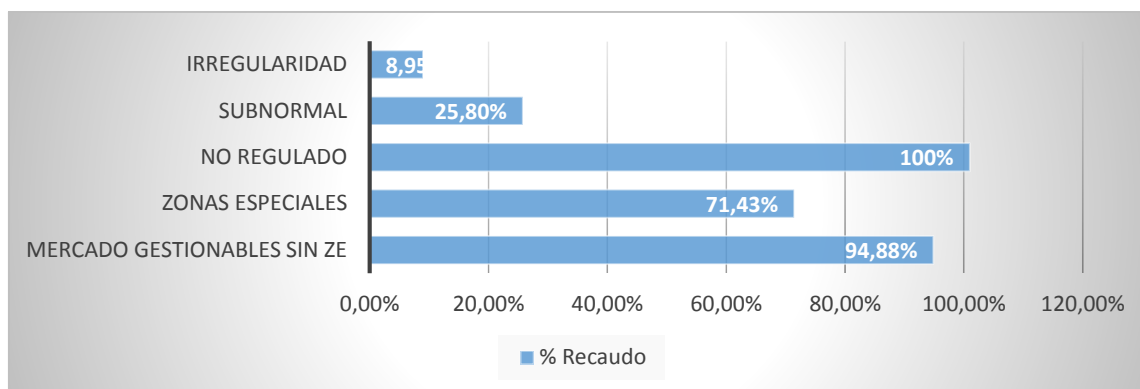


Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

De la gráfica 4.4.1., se observa la tendencia negativa en la evolución de este indicador desde el año 2013.

Así mismo, en la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de recaudo por tipo de mercado:

Gráfica 4–9 Desagregación del recaudo



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

Teniendo en cuenta lo expuesto, es pertinente que por parte de la empresa se implemente y ejecute estrategias encaminadas a corregir la tendencia de este indicador, el cual tiene un impacto directo sobre la suficiencia financiera de la empresa.

Para tal efecto, a continuación se presenta la metodología que fundamenta el cálculo del mismo, al igual que la meta para este a través del periodo de ejecución de este Programa

Metodología:

El indicador de recaudo el cual será seguimiento trimestral y una evaluación anual, conforme la siguiente ecuación:

$$\text{Indicador de Recaudo} = \frac{\text{Recaudo}}{\text{Facturación}}$$

No obstante a que la evaluación anual se realizará con base a la ecuación expuesta, se realizará un seguimiento al comportamiento de este indicador en cada tipo de mercado, mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{IR. Merc. Normal} = \frac{\text{Recaudo en el Mercado Normal}}{\text{Facturación Mercado Normal}}$$

$$\text{IR. Merc. BSN} = \frac{\text{Recaudo Mercado BSN}}{\text{Facturación Mercado BSN}}$$

$$\text{IR. Merc. ZE} = \frac{\text{Recaudo Mercado ZE}}{\text{Facturación ZE}}$$

Meta:

Este indicador tendrá un seguimiento trimestral y una evaluación anual, las metas de éste corresponderán con las expuestas a continuación:

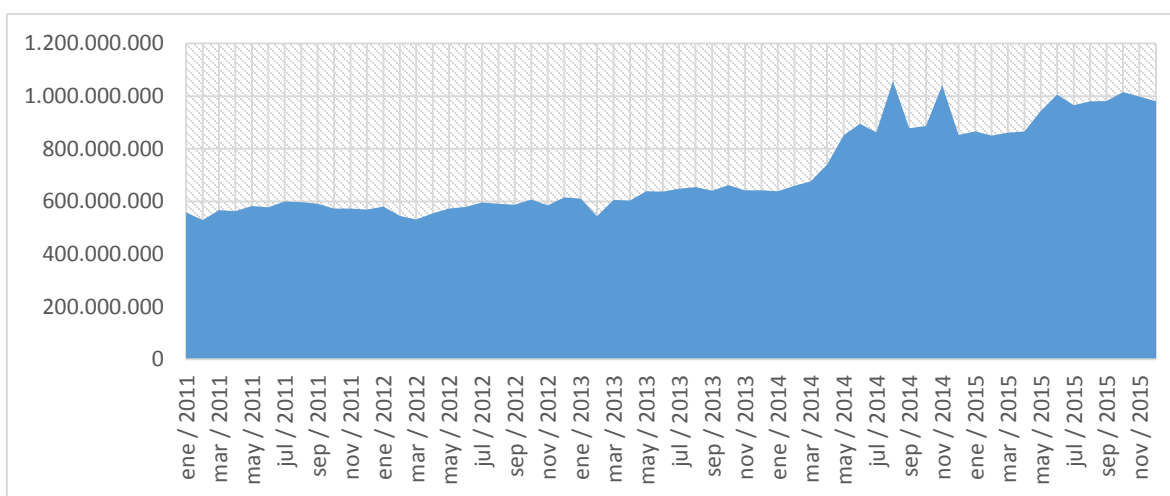
Tabla 4–6 Metas programadas de gestión 2016 – 2020

2016				2017	2018	2019	2020
Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
84.1%	84.3%	84.5%	84.5%	85.0%	86.0%	86.9%	87.6%

Fuente: SSPD

Impacto Positivo del Cumplimiento de la Meta: A partir de la información disponible en el SUI, se graficó el comportamiento de la demanda atendida por la empresa entre el año 2011 y 2015, tal y como se presenta a continuación:

Gráfica 4–10 Comportamiento de la demanda atendida durante el período 2010 - 2015

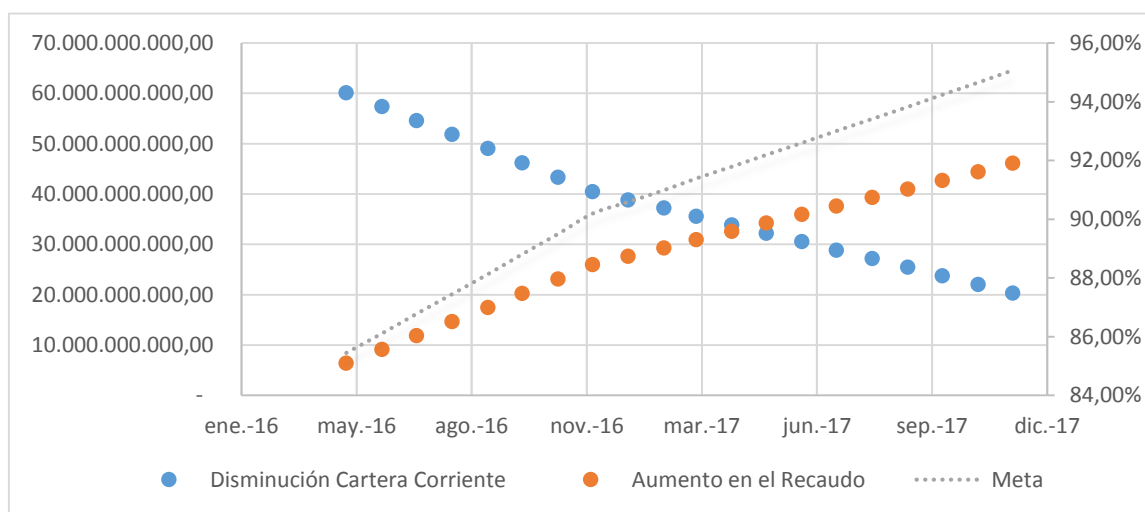


Fuente. Sistema Único de Información – SUI

A partir de lo expuesto y teniendo en cuenta lo descrito en el Informe anual de la empresa para el año 2015, se estimó un crecimiento promedio de la demanda de 0.60% mensual. Luego usando el costo unitario calculado por la empresa para el mes de abril de 2016 (447 \$/kWh) y asumiendo un crecimiento de éste en la misma proporción que la meta de inflación del Banco de la República (3%), se realizó una proyección del beneficio económico del

cumplimiento de la meta de recaudo durante el periodo 2016-2017, encontrando lo siguiente:

Gráfica 4–11 Impacto del cumplimiento de la meta



Fuente. Análisis SSPD

Al respecto se observa que al cumplir con las metas propuestas se aumentarían los montos recaudados alcanzando un valor cercano a los 50 mil millones de pesos en diciembre de 2017, mejorando de forma ostensible el flujo de caja, permitiendo aumentar las inversiones destinadas a la calidad del servicio.

Este indicador tendrá un seguimiento trimestral y una evaluación anual.

4.1.5 Indicador de Inversiones:

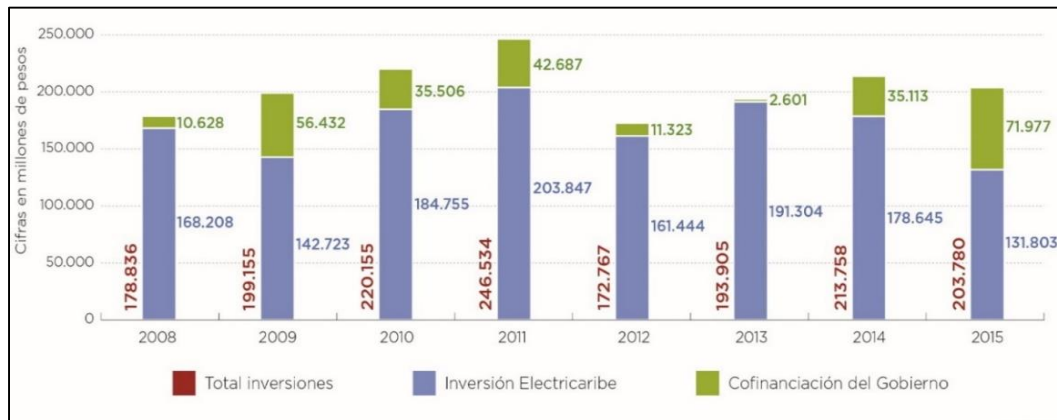
Motivación:

Conforme lo expuesto en el informe “DIAGNÓSTICO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA ELECTRICARIBE S. A. ESP PERIODO 2014-2015”, efectuado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, publicado en la página web de la entidad el 43% de las líneas de Nivel de Tensión IV tienen una antigüedad de más de 20 años.

Aunado a lo anterior, el comportamiento de los índices SAIDI y SAIFI durante los últimos cuatro años, expuesto en este documento, refleja la necesidad de realizar inversiones en el sistema de distribución que permita mejorar considerablemente la confiabilidad del mismo.

Respecto a las inversiones ejecutadas en el 2015 y al compararse estas con otros años, llama la atención que el nivel de inversiones del año pasado fueron las más bajas en los últimos ocho años: la compañía destinó \$131.803 millones en 2015. Una cifra inferior a la de 2007 y superior a la de 2006, cuando invirtió \$118.420 millones. Cabe anotar, que el año donde se registraron los mayores esfuerzos, fue en el 2011, en el cual Electricaribe S.A. E.S.P., ejecuto inversiones por \$203.847 millones.

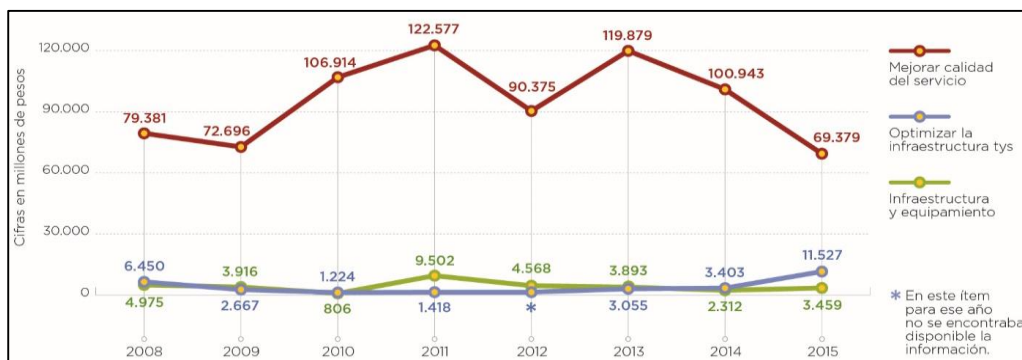
Gráfica 4–12 Monto de inversiones efectuadas en el período 2008 - 205



Fuente: Informe Anual de Gestión ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

En relación al tipo de inversiones realizadas, se disminuyeron las vinculantes a la calidad del servicio, para lo cual se ejecutaron \$69.379 millones, mientras que en años como el 2014 y 2013 se destinaron recursos por más de \$100.000 millones en cada periodo. En contraste, los recursos para la infraestructura y equipos tecnológicos aumentaron: la empresa pasó de invertir \$2.312 en 2014, a \$3.459 millones el año pasado, como se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 4–13 Destino de las inversiones efectuadas en el período 2008 - 2015



Fuente: Informe Anual de Gestión Electricaribe S.A. E.S.P.

Es pertinente mencionar que el Anexo I relaciona los circuitos más críticos del sistema de distribución de ELECTRICARIBE, por departamento, de acuerdo con estudios adelantados por la SSPD; por lo que se recomienda a esta empresa tomar esta información como insumo en el proceso de toma de decisión para la definición de su plan de inversiones y mantenimiento, con el objetivo de mejorar la calidad, continuidad, y seguridad en la prestación del servicio, así como la reducción en el nivel de pérdidas.

De acuerdo con lo expuesto, es evidente la necesidad de incluir en el presente programa de gestión un indicador que permita realizar un seguimiento a las inversiones que ejecute la empresa, las cuales necesariamente deberán verse reflejadas en el mejoramiento de la calidad y continuidad del servicio, gestión de pérdidas, infraestructura y equipamiento, entre otros.

Metodología:

Se define el seguimiento al indicador de inversiones el cual tendrá un seguimiento trimestral y una evaluación anual. Este será calculado conforme la siguiente ecuación:

$$\text{Indicador de Inversión} = \frac{\text{Inversiones efectuadas}}{\text{Inversiones programadas}}$$

Metas:

Este indicador tendrá las siguientes metas mínimas, las cuales coinciden con lo propuesto por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. antes del inicio del programa:

Tabla 4–7 Metas mínimas de indicador de inversiones

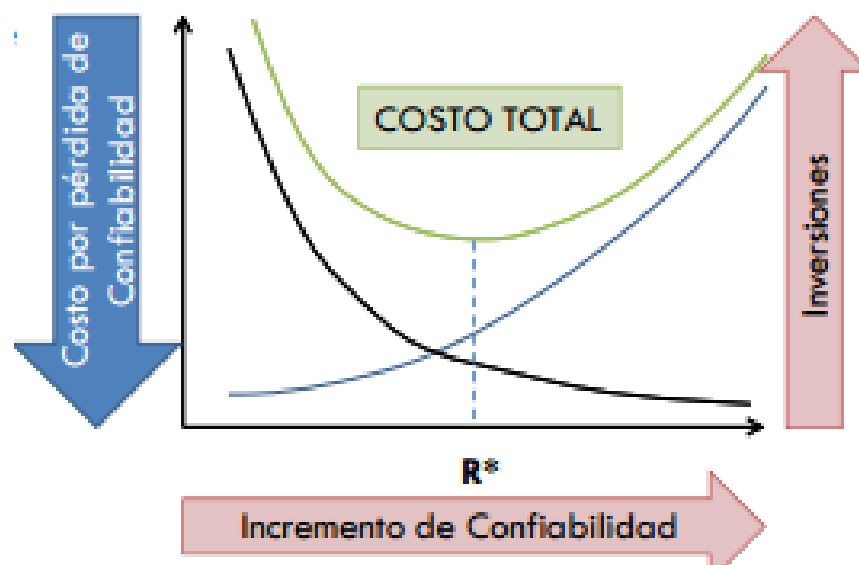
2016				2017	2018	2019	2020
Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
27.704	47.386	54.908	130.000	247.000	240.000	250.000	250.000

*Cifras en Millones de Pesos

Impacto Positivo del Cumplimiento de la Meta:

El costo de la confiabilidad está definido como el costo de inversión que se necesita para lograr un cierto nivel de seguridad en el sistema de distribución.

Gráfica 4–14 Consideraciones sobre el costo de confiabilidad



Fuente: Reliability Evaluation of Power Systems, Roy Billinton

La realización de inversiones bien enfocadas tendrá como resultado el incremento en la confiabilidad del sistema, aumentado los ingresos por facturación de energía asociada a los que periodos de interrupción a reducir y el pago de compensaciones de acuerdo con el marco regulatorio vigente. Lo anterior tendrá un efecto bola de nieve sobre la calidad del servicio y la viabilidad del negocio, al mejorar paulatinamente el flujo de caja de la empresa y realizar inversiones adicionales, hasta lograr tener un grado de confiabilidad aceptable a un costo eficiente, denotado por el punto R en la gráfica expuesta.

4.1.6 Indicador Atención al Usuario

Este indicador tendrá un seguimiento trimestral y una evaluación anual, para lo cual se establece los siguientes porcentajes de ponderación para cada uno de los componentes:

Tabla 4–8 Metas indicador atención al usuario

Indicador	Evaluación 2016	Evaluación 2017	Evaluación 2018-2020
6.1. Adecuaciones Locativas y Logísticas (Gestión de la Información)- Centros de Atención en Ciudades Capital	3.75%	5.0%	7.5%
6.2. Disminución de las PQR's en primera y segunda instancia.	3.75%	5.0%	7.5%
6.3. Expedición nueva facturación	7.50%	NA	NA
6.4. Implementación de Canales de Atención al Cliente Digitales- APP	NA	5.0%	NA
6. Total Indicador Atención al Cliente	15%	15 %	15%

4.1.6.1 Adecuaciones Operativas y Locativas de los Centros de Atención- Ciudades Capitales

Motivación:

Considerando la importancia de recuperar la confianza del cliente, a través de la mejora de los distintos canales de atención, en términos de disponibilidad y calidad, se definen los siguientes indicadores de seguimiento:

- Mejora de las condiciones de atención al usuario, en los nueve centros de atención al cliente de las ciudades capitales, consistentes en la ejecución de las adecuaciones operativas, locativas y de disponibilidad de todas las herramientas de información requeridas para garantizar la calidad de procedimientos.

Entre las adecuaciones locativas y herramientas de gestión de la información se requiere de la adopción de las siguientes acciones:

Adecuaciones Locativas

- Aumento en silletería
- Digiturno en funcionamiento
- Acceso a personas con discapacidad
- Atención preferencial para adultos mayores, embarazadas y discapacitados
- Aumento número de agentes para la atención de usuarios

f) Adecuaciones sanitarias

Gestión de la información

- a) Disponibilidad formatos para atención de recursos
- b) Disminución sustancial de los tiempos de espera
- c) Matriz de número de usuarios atendidos
- d) Uso de la cartelera de notificación por aviso
- e) Realizar evaluaciones de satisfacción al usuario
- f) Atención jornada continua
- g) Campanas pedagógicas al interior de los Centros

Metodología:

Se define el seguimiento indicador de adecuaciones de centro de atención al el cual tendrá un seguimiento trimestral y una evaluación anual.

Meta:

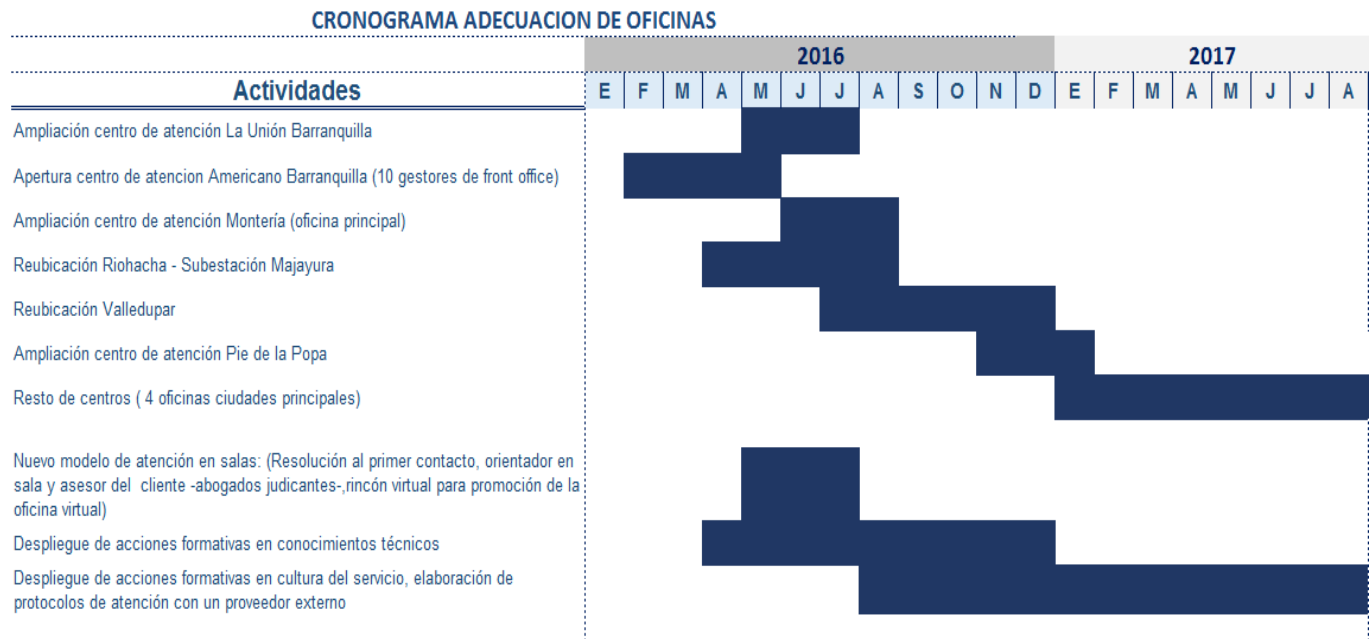
Este indicador tendrá las siguientes metas, consistente en la adecuación de como mínimo, cada trimestre, uno de los nueve centros de atención al cliente existente en las ciudades capitales, en los términos definidos previamente asociados a las adecuaciones operativas y locativas de calidad para el usuario final.

Tabla 4–9 Adecuaciones Operativas y Locativas de los Centros de Atención

2016				2017	2018	2019	2020
Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
NA	1	1	2	4	4		

El cronograma de adecuaciones será el siguiente:

Gráfica 4–15 Cronograma de adecuación de oficinas



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

4.1.6.2 Disminución de las Reclamaciones en Primera y Segunda Instancia

Motivación:

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá disminuir el número de usuarios que reclaman ante la empresa y la SSPD, cuando medie una reclamación de un usuario. Por lo tanto, la empresa deberá implementar mecanismos y estrategias de tal forma que se resuelva en lo posible, las reclamaciones al primer contacto, obviando la interposición/radicación del reclamo. De igual forma, el número de reclamaciones que llegan hasta la segunda instancia ante la Superintendencia de Servicios Públicos, deberá ser disminuido, para lo cual la prestadora deberá garantizar la respuesta oportuna y clara de las situaciones planteada en el primer nivel.

Metas:

Electricaribe S.A. E.S.P. deberá disminuir el número de usuarios que reclaman ante la empresa y la Dirección Territorial Norte, cuando medie una reclamación de un usuario. Por lo tanto, la empresa deberá implementar mecanismos y estrategias de tal forma que se resuelva en lo posible, las reclamaciones al primer contacto, obviando la interposición/radicación del reclamo. De igual forma, el número de reclamaciones que llegan hasta la segunda instancia ante la Superintendencia de Servicios Públicos, deberá ser disminuido, para lo cual la prestadora deberá garantizar la respuesta oportuna y clara de las situaciones planteada en el primer nivel.

Por lo tanto, las reclamaciones interpuestas en la primera y segunda instancia deberán ser disminuidas en un 5% respecto al año inmediatamente anterior y así sucesivamente, durante la vigencia del presente programa de gestión.

Igualmente, Electricaribe S.A. E.S.P. deberá enviar oportunamente los expedientes y documentos que sean requeridos por la Dirección Territorial Norte. Su tiempo de respuesta deberá disminuir de 8 meses a 1 mes.

4.1.6.3 Calidad y Pedagogía de la Factura

Motivación:

Actualizar la presentación de la factura, implementando estrategias pedagógicas, útiles y claras para el pleno entendimiento del usuario sobre su factura.

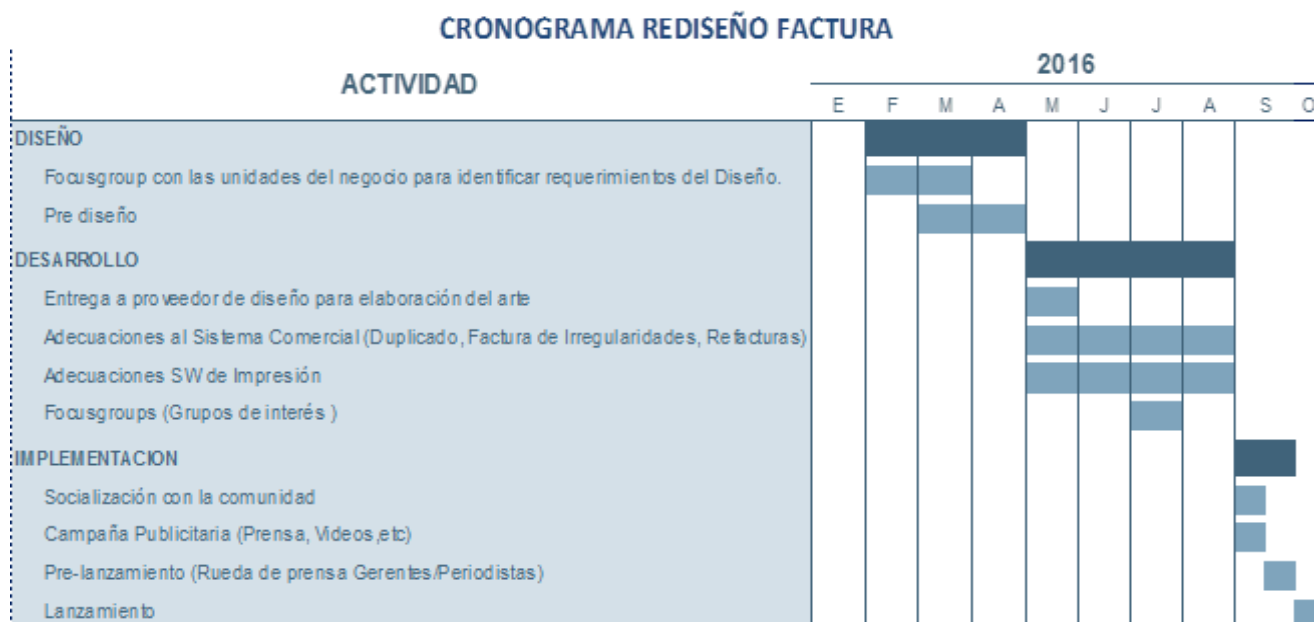
- Prediseño de la factura
- Desarrollo: Incorporación de las recomendaciones de la SSPD y socialización con grupos de interés.
- Implementación – Circulación nueva factura

Metodología:

El cumplimiento de este indicador está asociado a la implementación de una nueva factura, la cual tendrá un seguimiento trimestral durante los dos últimos trimestres del año 2016. El cumplimiento de esta meta será evaluado al finalizar el año 2016, en el cual se espera la expedición de una nueva factura más comprensible y amigable al usuario final.

Meta:

Gráfica 4–16 Cronograma rediseño factura



Fuente: Elaboración Propia SSPD

4.1.6.4 Implementación de accesos digitales a los usuarios

Motivación:

Para mejorar el acceso al usuario con la empresa se deberá desarrollar un APP gratuita (aplicación móvil) que le permita reportar daños, consultar su factura, acceso a duplicados, pago de la factura con botón PSE e interponer reclamaciones. Lo anterior como alternativa de fácil acceso para los clientes de éste prestador.

Metodología:

El cumplimiento de este indicador está asociado a la adopción de un nuevo canal de atención al cliente, consistente en la implementación de un APP que contenga información vinculante a la facturación y reclamaciones. Se hará seguimiento a esta meta a partir del inicio de todos los procesos previos de diseño, estructuración y socialización durante el 2016 y el cumplimiento de la meta en el 2017, periodo en el cual se deberá contar con este programa digital.

Meta:

Esta herramienta deberá estar implementada a más tardar en el IV trimestre de 2017.

4.1.6.5 Seguimiento Financiero

Con el objeto de evaluar la capacidad de Electricaribe S.A. E.S.P. para ejecutar y cumplir con las metas aquí propuestas, además de hacer un seguimiento semanal al flujo de caja de la empresa, se solicitará a la misma construir un flujo de caja trimestral, el cual debe contener por lo menos el siguiente nivel detalle:

Tabla 4–10 Nivel de detalle Flujo de Caja

Flujo de Caja Electricaribe
Saldo inicial de caja
Ingresos operativos
Ingresos corrientes
Ingresos de cartera
Foes
Subsidios (&)
Otros ingresos/egresos Terceros
Ingresos Terceros (Convenios)
Egresos Terceros (Convenios)
Otros ingresos
Gastos operativos
Generadores
XM
Gastos Operativos
Gastos de mantenimiento
Pago a proveedores
Tributos
Personal
Inversiones
Flujo de caja Libre
Flujo de caja financiero
Ingresos por recursos de crédito
Servicio de deuda
Pagos de capital
Vencimiento Factoring generadores
Vencimiento Factoring proveedores
Intereses y costos financieros
Saldo final de caja

El cumplimiento de las metas y su periodicidad de seguimiento se defienden en la siguiente matriz de resultados:



Tabla 4–11 cumplimiento de las metas y su periodicidad de seguimiento

PROCEDIMIENTO DE VALORACION PROGRAMA DE GESTION										
Item	Área de Evaluación	Indicador	Concepto	Periodicidad de Evaluación	Concepto de Sanción	Meta				
						2016	2017	2018	2019	2020
1	Mantenimientos	IEM	Indicador de efectividad de mantenimiento por departamento	Seguimiento Diario / Evaluación Anual (Durante el año 2016 no tendria peso en la evaluación del Programa)	De acuerdo con el numeral 6.4	-				Las metas se definirán al inicio de la vigencia 2017, a partir de los resultados del seguimiento efectuado durante el año 2016
2	Calidad del Servicio	SAIDI	Índice de duración de interrupciones promedio del Sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	75	74	72	71	70
		SAIFI	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del Sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	78,67	77,62	75,53	74,47	73,42
3	Pérdidas de Energía	Indice de Pérdidas	Indicador de pérdidas del sistema calculado a partir de los flujos de energía de entrada y salida y las ventas realizadas en el mercado	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	20.73%	19.85%	18.96%	18.07%	17.19%
4	Nivel de Recaudado	Indice de Recaudado	Indicador de recaudo de la empresa entorno a los valores puestos en cobro	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	84,50%	85,00%	86,00%	86,90%	87,60%
5	Nivel de Inversiones	Indice de Inversiones	Indicador se seguimiento a la ejecución de inversiones en el sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	\$ 130.000	\$ 247.000	\$ 240.000	\$ 250.000	\$ 250.000
		Indicador de adecuación de oficinas	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividades de adecuación de oficinas de acuerdo con el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
		Disminución de Reclamaciones en Primera y Segunda Instancia	Indicador de disminución de reclamaciones en Primera y Segunda Instancia, con respecto a la vigencia inmediatamente anterior	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	5%	5%	5%	5%	5%
6	Nivel de Atención al Usuario	Indicador Nueva Factura	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividades de adecuación de la Factura de acuerdo con el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
		Indicador Nuevo Canal de Atención al Cliente	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividade definidas en el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

5 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA

Metodología de techo y Piso

Dentro del sistema público Colombiano, el uso de indicadores de medición de la gestión, se ha convertido en una herramienta clave para conocer el nivel de avance en la correcta aplicación de la gestión pública y privada de las diferentes entidades del orden nacional. Este valioso concepto (indicador), se encuentra estrechamente relacionado con la toma de decisiones en los procesos de planeación y presupuesto de las diferentes entidades, debido a su capacidad de generar información objetiva en torno al avance físico en la ejecución de los diferentes proyectos, programas y/o políticas públicas.

En la práctica, existen varias metodologías para la evaluación del cumplimiento de indicadores, todo con el fin de determinar si los objetivos a los que se está haciendo seguimiento están o en camino a la meta fijada en el tiempo. Para el caso del PROGRAMA DE GESTION, se determinó el uso de la evaluación por rangos de cumplimiento, TECHO - PISO, espacio dentro del cual se podrá conocer no solo si la gestión del Prestador realmente se está enfocando a cumplir los objetivos establecidos por esta Superintendencia, sino también bajo qué grado de incumplimiento se podría establecer posibles sanciones y/o finalmente la acción de intervención sobre el presunto infractor.

La metodología de evaluación y seguimiento de TECHO - PISO, establece como TECHO la meta ideal de cumplimiento a la que debe llegar la Empresa, que es del 100% en todos los campos de evaluación y seguimiento definidos en el Programa de Gestión, y fija un límite inferior llamado PISO.

Dentro de la evaluación anual, si el desempeño en el año correspondiente, es inferior al mínimo establecido (60% para el año 2016), la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. habrá incumplido el PROGRAMA DE GESTION, evento en el cual la Superservicios evaluará las medidas pertinentes a tomar, dentro de las que se cuenta con la toma de posesión.

Con el ánimo de establecer cómo se evaluará el presente programa de gestión, se determinó asignarle los siguientes valores porcentuales a cada Indicador de Gestión.

Es pertinente aclarar que la evaluación del programa se realizará mediante dos aspectos, el primero de ellos consistirá en la valoración del conjunto de indicadores teniendo en cuenta un peso porcentual de cada uno de estos sobre el total, conforme lo expuesto en la siguiente tabla:

Tabla 5–1 Indicadores del Programa de Gestión de ELECTRICARIBE 2016 – 2020

	2016	2017	2018	2019	2020
Indicador de Gestión	Peso (%)				
Calidad del Servicio	25	15	15	15	15
IEM	-	10	10	10	10
Pérdidas	25	25	25	25	25
Recaudo	15	15	15	15	15
Inversiones	20	20	20	20	20
Atención al servicio	15	15	15	15	15
Total	100	100	100	100	100

Este valor calculado será comprado con un porcentaje mínimo de cumplimiento definido como piso, estipulado para cada año, tal y como se presenta en la siguiente tabla.

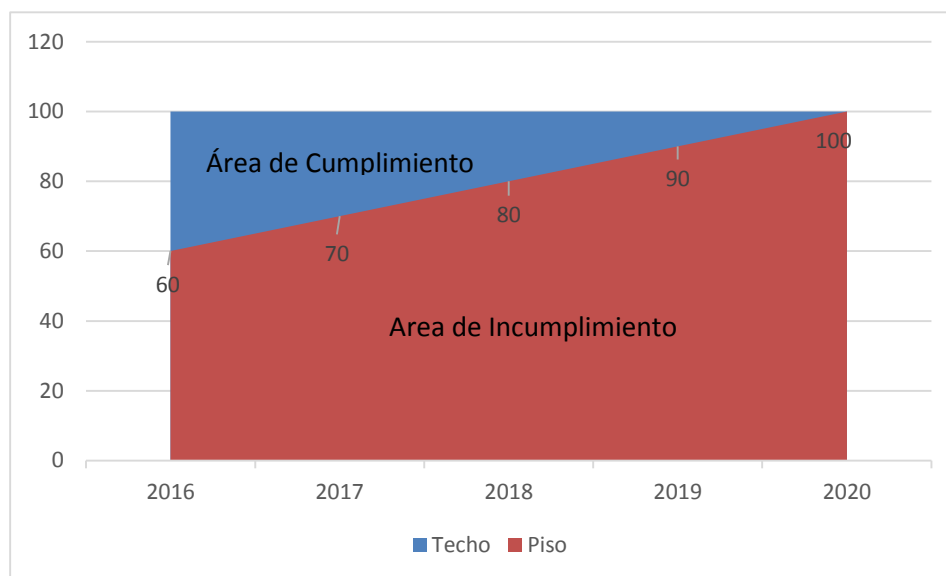
Tabla 5–2 Techo y piso de los indicadores de gestión

	2016	2017	2018	2019	2020
Techo	100	100	100	100	100
Piso	60	70	80	90	100

Así las cosas, se entenderá como causal de incumplimiento del programa el hecho de presentar un valor inferior al piso definido para la respectiva vigencia.

Por otra parte, el según aspecto a evaluar consistirá en valorar cada uno de los indicadores de forma independiente, considerándose causal de incumplimiento el hecho de presentar, en uno o más de los indicadores, un avance inferior al piso definido para la respectiva vigencia, expuesto en la anterior tabla.

De esta manera se calificará el cumplimiento de la empresa a las metas establecidas en un rango de 0 a 100% desde el comienzo del programa hasta su finalización como lo muestra la siguiente gráfica:



Ahora bien, vale la pena mencionar que la evaluación en cada vigencia se efectuará de forma independiente de la anterior anualidad, es decir no se acumular puntajes obtenidos previamente.

El peso porcentual de estos indicadores se determinó bajo estos criterios:

Mantenimientos: Este indicador no tendrá peso sobre el programa de gestión durante el año 2016, sin embargo, contará con seguimiento durante esta vigencia. Para el año 2017 en adelante, tendrá un peso del 10 % sobre la evaluación del programa, basado en las metas que se establezcan al finalizar el año 2016 a partir del análisis de la información que se recolecte en lo restante de esta vigencia.

Calidad del servicio: Se le otorga un 25 % para el 2016 y 15 % a partir del 2017 en adelante, dado que este es el que impacta de mayor manera en los usuarios en cuanto a la cantidad y la duración de interrupciones con las que estos se puedan ver afectados o beneficiados.

Pérdidas de energía: Se plantea un 25 % del total del peso porcentual a este indicador para todos los años, dado que, al conseguir una mejora en este aspecto, afecta positivamente flujo de caja, lo que conlleva a que existan más recursos, los cuales se pueden emplear, entre otros, en una mejora de la calidad de la prestación del servicio.

Nivel de recaudo: Para este indicador, se tiene un 15 % para todos los años. Debido a las particularidades de este mercado, se ha evidenciado que la gestión en el recaudo presenta ciertas dificultades derivadas en el nivel de recaudo, motivo por el cual la empresa debe realizar esfuerzos adicionales en mejorar de manera progresiva en este aspecto.

Nivel de inversiones: En cuanto al indicador de nivel de inversiones, se otorga un 20 % de peso total para todos los años, pues se tienen en cuenta las reposiciones o nuevos proyectos en la infraestructura de la empresa que conlleven a una mejora en la calidad de la prestación del servicio en el mercado global.

Nivel de atención al usuario: Dado que este es uno de los indicadores que menos dificultades presenta actualmente para la empresa, se emplea un 15 % para todos los años, con el fin de que se realice el fortalecimiento de las acciones que los usuarios puedan adelantar frente al operador.

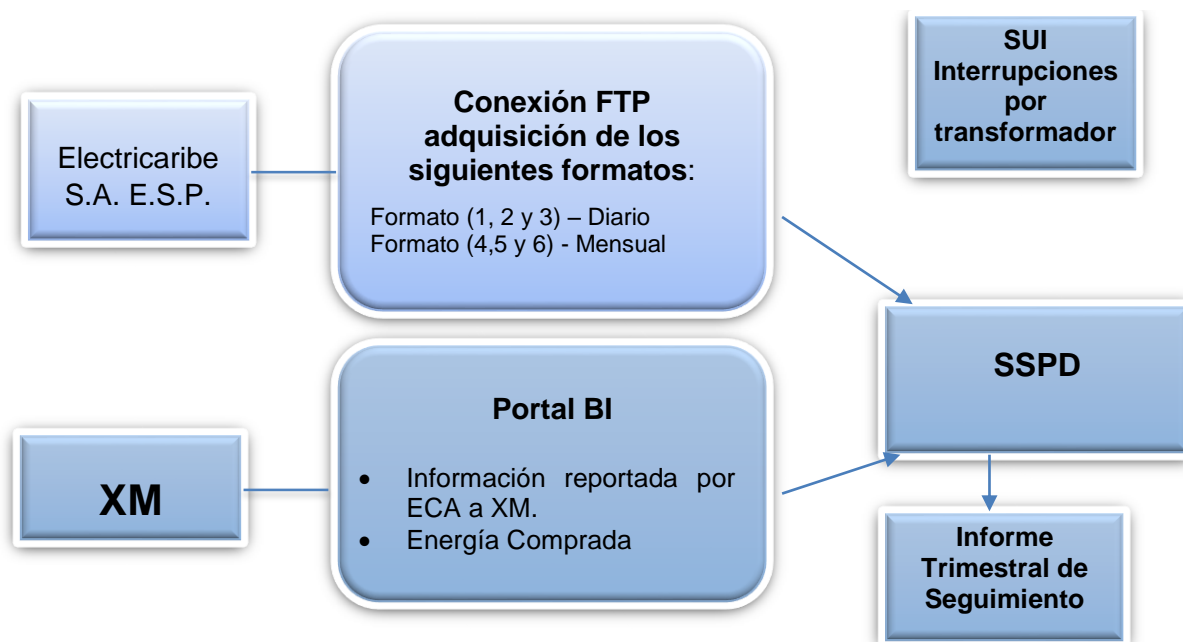
6 SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA DE GESTIÓN Y CAUSALES DE INCUMPLIMIENTO.

6.1 Lineamientos para la presentación de la información

En este capítulo se definen los lineamientos para la presentación y actualización de la información que hace parte del presente Programa de Gestión con el fin de realizar el seguimiento a los indicadores establecidos, que sirven de base para la elaboración de informes que se darán a conocer a las partes interesadas.

- Información Requerida para realizar el seguimiento a los indicadores establecidos.

Gráfica 6–1 Flujo de información requerida



- Responsables de la Información.

Los responsables de recibir la información definida en el Programa de Gestión serán la Gerente Especial y el Director Técnico de Gestión de Energía de la SSPD.

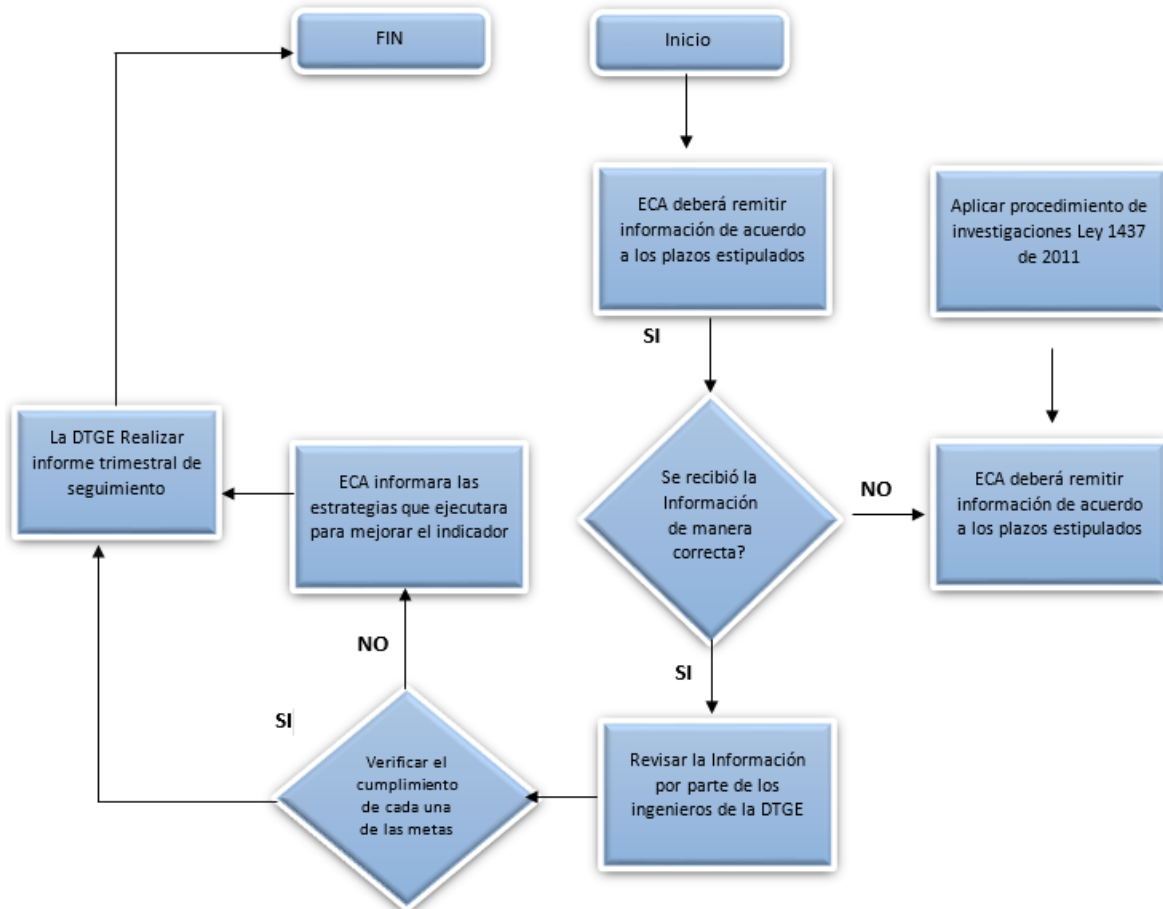
Por parte de la Empresa Electricaribe S.A E.S.P., esta deberá ser remitida exclusivamente por el Representante Legal o quien este designe para la entrega de la información.

6.2 Aspectos generales para garantizar la fluidez y confiabilidad de la información.

1. Cuando a la empresa ELECTRICARIBE S.A E. S. P se le requiera Información contable, esta debe venir firmada por el Representante Legal, el Contador y el Revisor Fiscal.
2. Cuando a la empresa ELECTRICARIBE S.A E. S. P se le requiera Información no contable, esta deberá venir firmada por el Representante legal de la empresa o quien este designe para la entrega de la información.
3. La SUPERSERVICIOS podrá requerir información adicional a la definida en el PGECA que permita verificar el cumplimiento de cada uno de los indicadores establecidos a la empresa ELECTRICARIBE S. A. E.S.P de manera periódica de acuerdo a los plazos estipulado en el siguiente numeral, con el fin de verificar su comportamiento, sin perjuicio de los reportes que el prestador debe realizar al Sistema Único de Información – SUI. En caso que la información no sea remitida en el plazo indicado se procederá a tomar las acciones de control establecidas en la Ley.

Aspectos Específicos para garantizar la fluidez y confiabilidad de la información.

Gráfica 6–2 Diagrama de actividades a realizar



- La información requerida para el cálculo del Índice de **Efectividad del Mantenimiento**, la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P deberá remitir de manera diaria la información relacionada con las interrupciones por transformador del día inmediatamente anterior a más tardar a las 16:00 horas del día siguiente. Esta información deberá ser remitida a través de la conexión FTP, en archivo plano formato CSV de acuerdo a las variables establecidas en los siguientes formatos:

FORMATO N° 1. INDICE DE EFECTIVIDAD DE MANTENIMIENTO – INFO. SCADA (SOE)												
R	Fecha	Hora	B1	B2	B3	Elemento	Estado	Comando	Operador	Nombre Circuito	Subest.	Sector

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por:

FORMATO N° 2. INDICE DE EFECTIVIDAD DE MANTENIMIENTO– INCIDENCIAS CIRCUITOS (SGI)												
Cód.	Nomb	N°	F	F	Tiempo	Tipo	Causa	Causa	Sector	Cientes	MW	DNA
		Incid.	Alta	Repos		Causa	1	2		Afectad	Prome	Estim
												MWh

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por:

FORMATO N° 3. INDICE DE EFECTIVIDAD DE MANTENIMIENTO – INCIDENCIAS RAMALES (SGI)												
Cód	Nomb	N°	F	F	Tiempo	Tipo	Causa	Causa	Descrip	Observ	Sector	Cientes
		Incid.	Alta	Repos		Causa	1	2				affect.

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por:

- La información requerida para el cálculo del **indicador de pérdidas** la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P, deberá remitir hasta el día 16 de cada mes lo relacionado con la cantidad de energía comprada en bolsa y en contratos, las ventas de energía en bolsa y en contratos y la energía factura del mes inmediatamente anterior a la fecha del reporte. En el formato que se describe a continuación, esta información deberá ser compartida en FTP en archivo plano extensión.xls.

FORMATO N° 4. INDICADOR DE PÉRDIDAS				
Cantidad de energía comprada en bolsa	Cantidad de energía comprada a través de contratos	Cantidad de ventas de energía en bolsa	Cantidad de ventas de energía a través de contratos	Cantidad de Energía Facturada

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por:

- La información requerida para el cálculo del **indicador de recaudo** de la empresa Electricaribe S.A E.S.P, deberá remitir hasta el día 16 de cada mes lo relacionado con el monto total del recudo total recibido por la empresa durante el mes inmediatamente anterior a la fecha del reporte. Esta deberá ser compartida en FTP en archivo plano extensión.xls.

FORMATO N° 5. INDICADOR DE RECAUDO		
Tipo de Mercado	Monto puesta en cobro (\$)	Valor Recaudado (\$)

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por

- La información requerida para el tipo de mercado corresponderá a: Normal, Barrios Subnormales y Zonas Especiales.
- La información requerida para el cálculo del **indicador de inversiones** la empresa Electricaribe S.A E.S.P, deberá remitir al inicio de cada vigencia el programa de inversiones a realizar y mensualmente hasta el día 16 de cada mes lo relacionado con la gestión ejecutadas durante mes inmediatamente anterior a la fecha del reporte. Para lo cual, es necesario se informe para cada tipo de inversiones como se define el siguiente formato. Esta deberá ser compartida en FTP en archivo plano extensión.xls.
 - ✓ Nombre de los proyectos más representativos, indicando impacto u afectación en la calidad, confiabilidad o seguridad.
 - ✓ Número de usuarios beneficiados y zona y/o municipios beneficiados, adjuntando el respectivo cronograma de ejecución.

FORMATO N° 6. INDICADOR DE INVERSIONES						
Nombre de cada uno de los proyectos	Valor (\$)	Fecha de inicio de cada uno de los proyectos	Fecha de ejecución de cada uno de los proyectos	Número de usuarios beneficiados	Municipios beneficiado	Zonas beneficiadas

Elaborado Por:
Revisado Por:
Aprobado Por:

6.3 Actualización del programa de gestión con la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

El presente programa de gestión con la empresa Electricaribe S.A. E.S.P., se actualizara como mínimo anualmente en el mes de febrero de cada una de las vigencias del periodo de duración del programa. Así mismo podrá ser actualizado si ocurren cambios normativos o circunstancia que a juicio de la Superservicios lo considere pertinente.

6.4 Eventos de incumplimiento.

En primer lugar se señalará la base legal sobre la que se soporta el Programa de Gestión, los efectos de incumplimiento y finalmente el señalamiento en términos generales de las bases de incumplimiento y sus efectos sancionatorios:

El artículo 370 de la Constitución Política de Colombia señala que corresponde al Presidente de la Republica ejercer el control, la inspección y vigilancia de las entidades que presten servicios públicos por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios.

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece que el Estado intervendrá en los servicios públicos domiciliarios conforme a las reglas de competencia de que trata la Ley entre otros fines, para garantizar su prestación continua e ininterrumpida.

La Ley 142 de 1994 en el artículo 81, incorporó la función de sanción a la Superintendencia y como tal le dio la potestad de imponer sanciones a quien violen las normas a las que deben estar sujetas según naturaleza y gravedad de la falta.

La Ley 1753 de 2015 – Plan Nacional de Desarrollo 2014 – 2018 “Todos por un nuevo País” modificó el numeral 81.2 de la Ley 142 de 1994 aumentando la facultad sancionatoria de la Superintendencia para las personas jurídicas hasta el equivalente a cien mil (100.000) salarios mínimos legales mensuales y el periodo de caducidad para el trámite de la investigación.

La citada Ley igualmente en el artículo 87, modificó el numeral 11 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 13 de la Ley 689 de 2001 y da la facultad a la Superintendencia de imponer programas de gestión a las empresas que amenacen de forma grave la prestación continua y eficiente de un servicio, basado en indicadores de prestación y cuyo incumplimiento podrá ser sancionados en los términos de la Ley 1753 de 2015.

Así las cosas el programa de gestión no solo cuenta con el pleno respaldo legal para su imposición por estar dadas las condiciones como se describe en el cuerpo del mismo, si no

que adquiere pleno poder coercitivo de tal forma que su incumplimiento dará derecho a la Superintendencia para aplicar las sanciones y acciones que la Ley le faculta.

Los conceptos a evaluar están soportados en sus respectivos indicadores, los cuales constituyen la herramienta base para establecer los eventos que se consideran incumplimiento del programa de gestión que será objeto de sanciones dentro de las facultades asignadas a la Superservicios.

La imposición del Programa de Gestión, de manera alguna limita a la Superintendencia en el ejercicio de las facultades legales sancionatorias, por violación a la regulación y la Ley, de tal forma que dichas facultades no solo se encuentran inmersas para los incumplimientos producto del procedimiento de valoración del programa en la forma que está planteado, como para el incumplimiento general del programa.

La entrega de información dentro de los plazos establecidos y de la manera señalada en el programa de gestión y cualquier otra solicitada por la Superintendencia, será de obligatorio cumplimiento para Electricaribe S.A. E.S.P., siendo su incumplimiento causal de investigación por cada evento en que se omita su entrega.

Los indicadores que permiten evaluar los distintos conceptos incorporados en el programa, cuentan con una periodicidad que permiten a la Superintendencia establecer el avance del mismo dentro de la ponderación porcentual otorgada, de tal manera que aquellos que se encuentran directamente relacionados con metas establecidas en la regulación, deberán ser cumplidos en su totalidad so pena de incumplimiento de su obligación regulatoria y su peso porcentual será tenido en cuenta para la ponderación general del cumplimiento del Programa de Gestión en la evaluación anual y quinquenal según corresponda.

La metodología de evaluación establecida como piso y techo, permite en términos generales al operador tener claro que el techo es la meta ideal de cumplimiento y el piso es el límite en que el operador al obtener un valor inferior queda constituido en causal de incumplimiento. Para el programa se estableció un piso progresivo con miras a permitir su cumplimiento por efectos de las limitaciones que el operador tiene y que se reconocen dentro del mismo, el cual como quedo expuesto es la base para la determinación del momento en el que el operador entra en causal de incumplimiento y queda inmerso en los efectos sancionatorios legales.

En términos generales los conceptos relacionados con calidad y mantenimiento serán sancionados por efectos regulatorios (Falla en la prestación del servicio) cuando se den las causales.

El concepto de calidad de manera independiente a su valoración regulatoria, tiene un peso porcentual para el cumplimiento de metas del indicador del programa.

El concepto de mantenimiento para el año 2016 no tiene peso porcentual para la evaluación del programa, pero las afectaciones que se presenten en la prestación del servicio, son sancionables por efecto de las facultades legales atribuidas a la Superservicios.

Para los años subsiguientes no solo tienen el mismo efecto sancionatorio, si no que su seguimiento trimestral permitirá establecer eventuales desviaciones que de darse serán objeto de presentación por parte del prestador de las correspondientes acciones de mejora en un plazo no mayor a quince (15) días calendario siguientes a la comunicación por parte de la Superintendencia y será igualmente objeto de evaluación anual con peso porcentual para el cumplimiento de metas del indicador del programa.

Los conceptos de pérdidas, recaudo, inversión y atención al usuario no tienen previsto efectos sancionatorios durante su ejecución, pero tendrán un seguimiento trimestral para establecer eventuales desviaciones que de darse serán objeto de presentación por parte del prestador de las correspondientes acciones de mejora en un plazo no mayor a quince (15) días calendario siguientes a la comunicación por parte de la Superintendencia y serán igualmente objeto de evaluación anual con peso porcentual para el cumplimiento de metas del indicador del programa.

La evaluación anual del programa permitirá establecer su cumplimiento o no, de tal manera que, de no lograrse el puntaje mínimo establecido, se tendrá por no cumplido, lo cual tendrá como consecuencia la terminación del programa y el inicio del trámite legal sancionatorio.

Por último, es importante dejar establecido que la imposición del Programa de Gestión, no limita la utilización de los mecanismos que la Ley le ha dado a la Superintendencia, razón por la cual en la eventualidad de ser utilizados el programa continuará hasta que la Superintendencia lo estime conveniente.

ANEXOS

Los anexos que se incluyen, constituyen referencia para la Superintendencia y serán utilizados para el seguimiento del cumplimiento de indicadores definidos en el programa de gestión.

ANEXO I : Algunos de los Circuitos críticos del sistema de distribución de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

ATLANTICO 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Bayunca 2	10668902
Saco	10746802
Luruaco	10658001
Suan	10676702
Terranova	10867410
Las Malvinas	10908988
San Felipe (Atlántico)	10837308
Silencio 5	10908999
Rotinet 2	10909544
Candelaria	10676701
Sg-03	10837103
Puerta de Oro 4	10909317
Auxiliar 1	10698213
Campo de La Cruz 3	10909435
Sg-01	10837101
Salamanca	10777103
Sabanagrande 1	10909321
Santa Verónica 2	10909510
Pumarejo	10777102
Mesolandia	10776602
Juan Mina	10909083
Veinte de Julio 13	10867413
Arboleda	10867401
San Martin	10676804
Baranoa	10667801
Martillo	10808001
Puerta de Oro 2	10909316
Manatí 2	10909424
Los Andes	10837301

BOLIVAR 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Maríalabaja 2	10777402
San Martin de Loba 1	10909295
Pinillos	10807101
Barranco de Loba 2	10909309
Chivolo	10827901
Santa Rosa del Sur 1	10909297
Montecristo (Bolívar)	10717802
Pueblo Nuevo (Córdoba)	10807801
Gambote 4	10716604
Bayunca 2	10668902
San Sebastian	10778002
Rio Viejo 2	10909301
Hatillo de Loba 2	10909294
Talaigua Nuevo 2	10909313
Since 3020(Galeras Bellavista)	10836703
Luruaco	10658001
Suan	10676702
Achi - Bolívar	10717803
Tenera 2	10846502
Piza	10776803
San Jacinto 1	10746501
Santa Ana (Magangué)	10778004
Flor del Monte	10798601
Villa Estrella 2	10909469
Monterrey	10908955
Talaigua Nuevo 1	10909312
Simití	10838801
Tenera 4	10846504
Calamar 2	10756502
Maríalabaja 1	10777401
Olaya (Magangué)	10776902
Santa Isabel (Magangué)	10908964
El Carmen 1	10676501
Bayunca 1	10668901

CESAR 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
El Paso	10698001
Curumaní Rural	10677802
Curumaní Urbano	10677801
Chimichagua	10778501
El Copey	10678901
San Angel	10807702
Guamal li	10717702
Valledupar 4	10748504
Pailitas I	10807301
Manaure (Cesar)	10768003
Astrea 2	10909376
Valencia de Jesus Urbano	10866501
Salida 2 (La Loma)	10767602
Becerril	10666901
El desastre	10698301
Bosconia	10666701
Chiriguana	10677101
La Jagua 2	10906703
La Paz	10768001
Pailitas li	10807302
San Diego	10768002
Maríangola 1	10776501
Rincon Hondo	10908780
Guatapuri 6	10718506
Bosconia 2	10666702
Tamalameque	10848101
Casacara	10678301
Palestina	10807601
Astrea 1	10909375
Codazzi2	10679002
La Jagua 1	10906702
Codazzi1	10679001
San Roque (Cesar)	10838201
Valledupar 6	10748506
La Gloria	10908931
Aguas Blancas	10656601
La Aurora	10766501
El Burro	10698501
Arjona	10657401
San Sebastian Rural	10909023
Salida 1 (La Loma)	10767601
Llerasca	10767501
La Europa	10766901

CORDOBA 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Monitos	10836602
Cerete 2	10676902
Lorica 2	10767902
Puerto Escondido	10806902
San Pelayito	10908756
Pradera 4	10908790
Canalete	10806903
El Viajano	10698603
San Andres Sotavento 1	10909433
Valencia	10848203
Mata de Cana (Córdoba)	10766802
Carrillo	10838902
Rio Sinú 3	10828303
Juan Jose	10808403
Pueblo Nuevo (Córdoba)	10807801
Los Córdoba	10766701
Ure	10668502
Cotorra	10758401
Santa Lucia 2	10909983
Tres Esquinas (Córdoba)	10768902
Tierra Alta 2	10848202
La Ye	10768901
Los Cedros	10656902
San Francisco de Rayo	10677603
Caimito	10768502
Los Mimbres	10677402
Lorica 4	10767904
Lorica 1	10767901
Circuito Valencia Córdoba 1	10909440
Montelíbano 1	10777601
Monitos 1	10910070
Cerete 3	10676903
Sahagun 2	10837202
Montería 6	10908972
Berastegui	10677401
Apartada	10908785
Montería 5	10778405
Cerete 4	10676904
Centro(Cienaga de Oro)	10677403

MAGDALENA 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Riofrio	10908702
El Paso	10698001
Chivolo	10827901
San Sebastián	10778002
Orihueca	10908701
Campo Alegre	10677001
Nueva Granada 1	10909409
Chimichagua	10778501
Sevilla (Guacamayal II)	10718903
Algarrobo 1	10657601
Santa Ana (Magangué)	10778004
San Ángel	10807702
Guamal II	10717702
Bonda 2	10909547
Guacamayal III	10718901
El Difícil	10696802
Salamina I	10837601
Astrea 2	10909376
Guacamayal IV	10718902
Bosconia	10666701
Zawady	10908703
Plato I	10806501
Reten 1	10910051
Ciénaga Sur Nuevo	10677303
Pumarejo	10777102
Pivjay I	10807401
Ciénaga Norte Nuevo	10677302
Cerro Kenedy	10837702
Nueva Granada 2	10909410
Gaira Industrial	10716504
Salamina III	10837603
Boston 2	10668302
Pivjay II	10807402
Bonda 1	10909546
Guamal I	10717701
Reten 2	10910052
Aracataca II	10658402

LA GUAJIRA 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Matitas	10757702
Maicao 2	10776702
Mingueo	10847401
Riohacha 4	10827204
Manaure (Cesar)	10768003
Distracción	10707903
Uribia 2	10909556
Fonseca 1	10707901
El Horno Camarones	10757701
Manaure	10777801
Barrancas 1	10668201
Barrancas 2	10668202
Hato Nuevo 1	10727801
Canaveral	10837404
Fonseca 2	10707902
La Paz	10768001
Cuestecitas 2	10818501
Maicao 4	10776704
Riohacha 6	10908994
Barrancas 3	10668203
La Junta	10837403
Maicao 1	10776701
Riohacha 3	10827203
Urumita	10867304
Maicao 5	10776705



SUCRE 2016	
NOMBRE DEL CIRCUITO	CIRCUITO
Marialabaja 2	10777402
Palo Alto	10837902
El Viajano	10698603
San Andres Sotavento 1	10909433
Chinulito	10837904
Mata de Cana (Córdoba)	10766802
La Solera	10838502
Tolu Viejo 3 (San Antonio)	10848604
Montecristo (Bolívar)	10717802
La Mojana 2	10909490
Since 3020(Galeras Bellavista)	10836703
Quita Sueno	10838503
Guaranda	10717801
La Ye	10768901
Achi - Bolívar	10717803
Caimito	10768502
Piza	10776803
San Onofre	10837901
Galeras 1	10909418
Flor del Monte	10798601
Tolú Viejo 2 (Coloso Chala)	10848603
Majagual	10776801
Sampues 1	10909976
Santa Inés 1	10909406
Galeras 2	10909419
Santa Isabel (Magangué)	10908964
Coveñas 3040	10717905

EMPRESA	Unidad	Linea Base2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT	No. de Brigadas	3	3	45	44	44	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Km Podados MT	Km	8,421	6,960	10,408	1,007	831	873	1,390	915	955	1,028	504	809	842	609	646
Brigadas de Poda AT	No. de Brigadas	1	1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Km Podados AT	Km		287	353	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		5	63	40	75	73	38	39	51	88	86	91	77	69	33
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		4	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	15	14	13	14	16	16	16	16					16
Estructuras Lavadas MT	Estructuras	237,838	249,678	270,464	26,772	21,904	35,960	34,708	37,732	41,260	41,000					31,128
Brigadas de Lavado de Redes AT	No. de Brigadas		0	3	3	3	3	3	3	3	1					2
Estructuras Lavadas AT	Estructuras		13,160	15,360	1,389	2,411	2,505	2,350	2,480	2,355	1,050					820
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones		220	220	18	31	36	31	36	31	16					21
Brigadas de Linea Viva	No. de Brigadas	0	0	8	6	13	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8
Brigadas de Atencion de Danos	No. de Brigadas	11	10	194	191	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de danos nivel urbano	No. de Horas		5.4	4.8	3.6	4.7	4.9	4.8	5.3	5.4	4.7	4.7	6.1	5.8	4.2	3.4
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de danos nivel rural	No. de Horas		4.7	4.2	3.5	4.1	4.2	4.0	4.0	5.6	4.2	4.4	4.9	4.9	3.6	3.1
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		79,135	142,881	2,004	5,844	4,965	4,766	7,880	10,160	12,028	12,424	17,637	15,522	27,173	22,478
Gestion de Perdidas	MCOP		35,962	79,738	4,173	5,561	5,335	5,815	5,910	5,934	8,812	7,627	9,211	7,167	8,030	6,163
Infraestructura y Equipamento	MCOP		8,901	5,577	120	565	883	772	255	610	814	1,014	212	112	110	110
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		1,719	3,019	280	260	289	217	226	242	259	259	251	251	242	242
Tecnologia y sistemas	MCOP		6,087	16,659	0	0	1,603	39	3,167	39	3,167	1,728	3,292	165	3,293	165
Nota 1. Se requiere para cada tipo de inversiones indicar el nombre de los proyectos mas representativos, indicando impacto u afectacion en la calidad (SAIDI, SAIFI) ,confiabilidad o seguridad; numero de usuarios beneficiados y zona- municipios beneficiados y adjuntando el																
Nota 2. Electricaribe deberá tener en cuenta los circuitos de mayor criticidad identificados en el estudio realizado por Energyc para priorizar las inversiones, con el fin de obtener el mejoramiento de la calidad en estos sectores.																
Nota 3. Para los años 2017-2019 se tomara como referencia el Plan de Inversiones del Plan 5 Caribe para el SDL de responsabilidad de ELECTRICARIBE, el cual deberá actualizarse en el mes de octubre del año anterior.																
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalias, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	10,935	58,575	246,290	3,426	8,855	339	42,333	33,234	41,202	16,092	17,996	3,066	14,429	14,743	50,574
Gestion de Perdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnologia y sistemas	MCOP															
Nota 4. Se requiere que Electricaribe S.A. ESP. Identifique cada uno de los proyectos con base en los convenios suscritos con el Ministerio de Minas y Energía definiendo el impacto u afectacion en la calidad (SAIDI, SAIFI) ,confiabilidad o seguridad; numero de usuarios																
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	78.8	90.7	88.7	4.3	6.4	6.0	7.7	8.6	9.1	8.9	9.8	9.7	7.7	6.1	4.4
SAIFI	No. Veces	76.4	86.3	92.2	5.7	6.2	7.6	9.1	8.6	8.3	8.6	8.8	9.3			

ATLÁNTICO	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	7	5	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Km programados de poda MT	Km	1,425	1,140	1,941	205	184	165	262	173	180	194	84	135	140	101	117
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	1.0	1.0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km	25	25	24	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		19	20	11	31	42	11	10	18	22	28	24	23	17	6
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas	6	7	12	12	11	12	12	12	14	14					12
Estructuras Lavadas MT	Estructuras	191,048	201,664	219,513	19,647	15,690	30,240	27,216	30,240	35,280	35,280					25,920
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas		1	2	2	2	2	2	2	2	1					1
Estructuras Lavadas AT	Estructuras		6,340	8,294	1,048	1,191	1,205	1,100	1,200	1,100	1,050					400
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones		128	128	16	16	16	16	16	16	16					16
Brigadas de Línea Viva	No. de Brigadas	2	3	3	2	7	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Brigadas de Atención de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	28	25	41	39	40	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel urbano	No. de Horas		7.9	7.1	4.8	7.7	6.7	6.8	8.2	8.9	6.4	6.1	9.3	9.4	6.8	3.8
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel rural	No. de Horas		7.1	6.4	4.3	7.3	7.3	5.5	6.4	7.2	5.6	5.6	8.9	8.8	6.7	3.4
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		25,566	45,218	453	3,351	2,761	2,713	2,785	4,069	3,818	4,812	5,514	4,480	3,588	6,874
Gestión de Pérdidas	MCOP		7,162	14,166	596	975	926	1,064	1,084	1,170	1,455	1,581	1,534	1,306	1,309	1,165
Infraestructura y Equipamiento	MCOP		1,384	0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		243	937	87	81	90	67	70	75	80	80	78	78	75	75
Tecnología y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalías, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	1,059	1,610	36,331	0	2,522	339	6,496	3,627	13,163	3,755	3,688	110	913	1,356	363
Gestión de Pérdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamiento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnología y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	62.0	65.7	64.6	2.8	6.3	6.1	5.0	5.8	6.1	6.7	6.6	6.0	6.0	4.1	2.9
SAIFI	No. Veces	54.0	64.5	69.7	4.0	6.0	8.0	8.0	7.1	5.4	7.1	5.2	5.3	5.8	3.7	4.2
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	84.0%	81.9%	85.5%	79.9%	87.5%	85.5%	84.1%	83.1%	85.3%	88.1%	89.5%	85.4%	86.9%	84.8%	86.6%
Comercial		97.2%	96.6%	103.0%	97.0%	105.6%	105.3%	104.2%	102.1%	103.8%	101.7%	104.0%	100.6%	105.2%	103.0%	103.2%
Oficial + AP		126.2%	120.1%	108.1%	119.4%	108.0%	112.2%	105.5%	103.6%	113.1%	107.0%	113.3%	98.5%	103.6%	105.7%	106.9%
Subnormales		16.7%	43.9%	18.3%	12.5%	10.5%	12.1%	10.8%	12.7%	10.0%	43.5%	11.0%	16.8%	43.6%	13.9%	22.7%
Industrial		98.9%	99.3%	100.6%	102.2%	102.7%	103.2%	98.2%	96.9%	102.4%	100.1%	102.5%	95.2%	103.3%	99.8%	100.8%
No Regulado		100.5%	101.1%	100.9%	104.8%	100.3%	100.5%	100.8%	100.4%	100.9%	100.6%	100.9%	100.3%	100.7%	100.8%	100.1%
Total		88.2%	85.4%	88.6%	86.2%	88.7%	89.0%	88.4%	86.6%	89.0%	90.1%	89.2%	88.0%	91.3%	87.4%	89.8%
Pérdidas																
Pérdidas No Técnicas		20.1%	20.5%	20.2%	20.6%	20.7%	20.6%	20.4%	20.5%	20.3%	20.3%	20.0%	19.7%	19.6%	19.6%	19.5%
Atención al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		10	26	27	26	26	26	26	27	27	27	27	27	27	27	27
Centros Móviles en Zonas Rurales		3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tiempos de atención al cliente- centro de atención		20	30	38	52	44	35	38	37	36	35	35	37	34	35	35

BOLÍVAR	Unidad	Línea Base 2014	Línea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	7	6	9	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Km programados de poda MT	Km	1,572	1,368	1,940	211	177	165	262	173	180	194	84	135	140	101	117
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Km Podados AT	Km		131	132	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		14	12	12	8	9	8	8	10	19	16	19	15	15	8
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2					2
Estructuras Lavadas MT	Estructuras	46,104	47,256	47,510	7,125	6,214	5,720	5,980	5,980	5,980	5,720					4,791
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas		1	1	1	1	1	1	1	1						1
Estructuras Lavadas AT	Estructuras		6,820	7,066	341	1,220	1,300	1,250	1,280	1,255						420
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones		92	92	2	15	20	15	20	15						5
Brigadas de Línea Viva	No. de Brigadas	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atención de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	25	27	44	43	43	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel urbano	No. de Horas		4.9	4.4	3.5	4.8	3.8	5.0	4.4	4.6	4.3	5.1	5.3	4.4	4.0	3.4
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel rural	No. de Horas		4.6	4.1	3.6	5.1	4.1	3.9	3.6	4.2	4.4	5.5	3.7	4.0	3.3	3.9
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		23,224	35,205	628	892	828	1,137	1,776	1,831	3,699	3,232	5,136	4,662	7,233	4,152
Gestión de Pérdidas	MCOP		4,744	10,353	522	723	728	825	811	778	985	1,028	1,059	948	916	1,028
Infraestructura y Equipamiento	MCOP			871	81	75	83	63	65	70	75	75	72	72	70	70
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		200	0												
Tecnología y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalías, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	2,067	19,433	39,852	0	0	0	10,404	6,448	7,973	4,156	291	333	5,223	1,872	3,152
Gestión de Pérdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamiento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnología y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	76.2	84.5	79.5	4.2	5.2	4.6	8.9	9.4	7.5	8.2	8.2	7.4	5.5	6.8	3.5
SAIFI	No. Veces	70.7	76.5	77.1	5.0	4.3	5.1	8.4	8.4	7.1	6.7	7.8	7.8	5.9	5.7	4.9
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	88.8%	86.2%	90.2%	84.3%	90.1%	89.8%	91.5%	88.9%	89.3%	92.3%	90.0%	93.4%	92.6%	90.9%	89.8%
Comercial		99.8%	97.8%	99.2%	95.1%	104.9%	97.0%	103.5%	93.8%	98.5%	101.5%	97.4%	100.0%	100.2%	100.1%	98.2%
Oficial + AP		101.5%	101.1%	105.6%	105.0%	110.1%	106.5%	109.3%	104.7%	104.0%	109.5%	95.3%	106.4%	107.9%	99.1%	108.9%
Subnormales		48.9%	35.0%	35.9%	25.7%	18.7%	16.6%	17.6%	17.8%	17.7%	18.7%	26.1%	20.2%	30.2%	21.2%	40.3%
Industrial		99.1%	97.8%	99.4%	100.9%	98.4%	89.6%	106.8%	96.2%	99.8%	101.1%	100.6%	100.1%	101.6%	98.1%	99.7%
No Regulado		98.4%	102.9%	100.4%	100.1%	100.3%	100.3%	100.5%	100.4%	100.6%	100.5%	100.6%	100.5%	100.6%	100.5%	100.1%
Total		91.8%	89.3%	92.2%	88.8%	94.0%	91.3%	93.5%	94.5%	90.8%	93.3%	91.6%	92.1%	93.5%	91.1%	91.9%
Pérdidas																
Pérdidas No Técnicas		18.9%	18.0%	17.7%	18.1%	18.0%	17.8%	17.8%	17.7%	17.5%	17.6%	17.5%	17.4%	17.4%	17.6%	17.5%
Atención al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		11	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Centros Móviles en Zonas Rurales		5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tiempos de atención al cliente- centro de atención		26	39	54	60	66	66	48	50	50	51	51	50	51	51	52

MAGDALENA	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas/ kms	5	3	6	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Km programados de poda MT	Km	1,128	672	1,353	115	94	115	184	121	126	136	70	112	117	85	78
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km		23	36	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		6	6	0	8	7	4	5	5	9	7	9	7	6	4
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas	0	0	1				1	1							1
Estructuras Lavadas MT	Estructuras	392	428	1,721				756	756							209
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas AT	Estructuras			0												
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones			0												
Brigadas de Línea Viva	No. de Brigadas		0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atención de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	18	16	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel urbano	No. de Horas		5.1	4.6	3.7	4.5	5.4	3.8	4.2	4.8	4.9	4.1	5.0	5.7	5.0	4.1
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel rural	No. de Horas		4.1	3.7	3.5	3.4	3.4	4.1	3.3	4.3	4.4	3.7	4.1	3.8	3.3	3.0
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		6,115	12,901	7	485	321	113	764	1,020	958	883	1,753	1,100	3,192	2,306
Gestión de Pérdidas	MCOP		1,322	7,781	422	572	565	596	682	656	684	767	754	740	690	653
Infraestructura y Equipamiento	MCOP		167	0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		198	422	39	36	40	30	32	34	36	36	35	35	34	34
Tecnología y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalías, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	2,153	11,541	73,957	3,426	0	0	8,049	11,636	7,378	527	9,588	476	2,206	4,902	25,770
Gestión de Pérdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamiento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnología y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	94.6	98.7	110.0	5.5	7.6	7.1	8.1	9.4	14.6	10.9	11.8	12.6	10.1	7.1	5.0
SAIFI	No. Veces	77.2	94.4	115.8	8.4	6.7	9.1	10.3	10.7	12.3	10.4	8.4	10.4	10.4	10.7	8.0
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	82.2%	78.8%	81.6%	76.2%	82.2%	84.5%	79.9%	78.5%	80.5%	82.0%	83.9%	83.8%	81.0%	82.0%	85.1%
Comercial		98.0%	95.9%	100.2%	98.9%	104.3%	101.9%	99.2%	97.0%	99.9%	99.2%	101.2%	100.1%	99.8%	99.4%	101.9%
Oficial + AP		103.8%	109.3%	104.9%	87.9%	120.6%	107.3%	110.6%	105.1%	100.4%	101.8%	104.0%	104.1%	100.0%	109.0%	107.6%
Subnormales		16.8%	12.7%	14.1%	13.1%	12.9%	11.6%	16.1%	11.8%	15.4%	12.6%	15.2%	12.8%	18.2%	13.8%	15.8%
Industrial		95.3%	93.4%	99.5%	102.1%	103.5%	98.4%	97.4%	97.4%	94.5%	105.4%	95.4%	98.3%	101.4%	96.0%	104.1%
No Regulado		100.5%	100.2%	100.7%	100.0%	100.5%	100.4%	100.4%	101.2%	100.4%	101.3%	100.5%	100.5%	101.4%	100.5%	101.4%
Total		77.9%	73.2%	77.8%	75.6%	76.0%	79.3%	78.0%	76.8%	76.9%	78.3%	78.8%	78.1%	76.6%	79.4%	79.6%
Pérdidas																
Pérdidas No Técnicas		23.5%	23.8%	23.5%	23.9%	24.2%	24.2%	24.1%	24.0%	23.7%	23.6%	23.2%	23.0%	22.8%	22.8%	22.6%
Atención al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		8	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Centros Móviles en Zonas Rurales		3	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tiempos de atención al cliente- centro de atención		24	47	50	57	63	46	44	46	48	47	49	49	49	49	48

CESÁR	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	6	4	6	6	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Km programados de poda MT	Km	1,164	912	1,296	135	94	115	184	121	126	136	56	90	94	68	78
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km		1.916666667	36	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		5	6	5	4	2	4	4	5	10	9	10	8	8	4
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas MT	Estructuras			0												
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas AT	Estructuras			0												
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones			0												
Brigadas de Línea Viva	No. de Brigadas		0	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atención de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	9	12	21	18	19	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel urbano	No. de Horas		5.3	4.8	3.7	4.8	5.6	5.3	5.8	6.1	5.3	4.4	4.4	4.3	3.7	3.5
Tiempo Promedio de las Brigadas para atención de daños nivel rural	No. de Horas		4.6	4.1	3.1	3.1	3.4	3.9	4.3	10.1	3.3	3.4	3.2	6.2	2.8	2.7
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		6,442	15,880	399	260	301	358	690	1,189	1,985	1,655	1,815	2,096	3,106	2,025
Gestion de Perdidas	MCOP		2,194	7,763	423	563	636	759	705	744	654	704	705	658	637	576
Infraestructura y Equipamento	MCOP			0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		468	487	45	42	47	35	36	39	42	42	40	40	39	39
Tecnología y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalias, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	2,265	7,689	41,059	0	0	0	5,351	5,255	8,857	7,549	3,497	0	0	0	10,549
Gestion de Perdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnología y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	85.8	93.0	86.6	5.6	7.3	3.8	6.9	8.2	9.4	7.7	10.5	9.3	6.7	6.0	5.1
SAIFI	No. Veces	81.0	96.9	96.7	7.2	6.9	4.9	7.9	10.7	9.0	7.5	10.4	9.5	9.4	6.4	6.8
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	83.9%	81.5%	84.1%	77.4%	88.3%	83.5%	86.8%	87.1%	83.2%	82.7%	86.0%	84.5%	84.8%	84.1%	80.4%
Comercial		95.6%	94.0%	96.9%	95.6%	108.7%	97.6%	100.9%	95.9%	92.6%	94.7%	97.8%	96.1%	95.6%	96.0%	91.0%
Oficial + AP		98.4%	94.1%	99.4%	90.4%	115.4%	100.7%	104.1%	102.8%	98.1%	93.9%	100.2%	98.3%	98.6%	98.9%	91.9%
Subnormales		17.9%	14.1%	31.6%	14.5%	14.1%	12.8%	12.6%	11.5%	111.3%	13.9%	63.2%	16.5%	15.6%	74.8%	18.7%
Industrial		95.4%	93.8%	96.5%	102.4%	98.4%	98.7%	93.9%	95.3%	96.4%	96.5%	94.4%	92.2%	96.8%	98.2%	95.4%
No Regulado		101.2%	101.3%	101.1%	100.0%	100.1%	100.9%	102.3%	100.8%	100.9%	100.4%	101.0%	104.8%	100.9%	100.4%	100.8%
Total		81.3%	75.6%	81.8%	78.0%	88.4%	81.5%	83.9%	82.9%	84.0%	79.0%	84.6%	77.5%	78.1%	84.0%	80.0%
Perdidas																
Perdidas No Técnicas		24.9%	25.7%	25.8%	25.9%	26.4%	26.3%	26.1%	26.1%	25.9%	25.9%	25.7%	25.5%	25.4%	25.4%	25.1%
Atencion al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Centros Móviles en Zonas Rurales		3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tiempos de atencion al cliente- centro de atencion		29	24	38	46	37	54	35	33	35	37	34	31	38	37	39

CT-F-003 V.5

Página 112 de 117

LA GUAJIRA	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Km programados de poda MT	Km	828	684	918	79	64	66	105	69	72	78	56	90	94	68	78
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km		16	22	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		3	4	5	4	3	2	2	3	5	6	6	5	5	2
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas	0	0	0				1	1							1
Estructuras Lavadas MT	Estructuras	294	330	1,721				756	756							209
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas AT	Estructuras			0												
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones			0												
Brigadas de Linea Viva	No. de Brigadas			1						1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atencion de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	13	8	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel urbano	No. de Horas		4.9	4.4	3.0	3.5	5.6	5.7	5.4	3.5	3.7	3.9	5.5	6.8	3.5	2.6
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel rural	No. de Horas		4.3	3.8	4.1	3.3	4.2	3.3	3.2	3.8	2.7	3.9	5.7	5.1	3.3	3.2
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		5,560	5,668	142	117	69	56	247	89	206	784	1,034	366	1,540	1,017
Gestion de Perdidas	MCOP		1,172	3,314	153	220	220	233	235	242	332	355	366	339	308	312
Infraestructura y Equipamento	MCOP		2,348	0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		77	318	29	27	31	23	24	26	27	27	26	26	26	26
Tecnologia y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalias, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	1,446	2,442	9,840	0	622	0	1,744	4,252	1,145	0	514	471	545	548	
Gestion de Perdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnologia y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	74.4	97.2	96.6	3.9	4.5	6.6	9.1	8.1	10.1	6.9	8.3	14.8	14.3	6.4	3.6
SAIFI	No. Veces	65.0	90.4	104.7	4.9	6.6	8.2	10.4	6.6	9.3	9.2	9.5	14.3	13.6	6.2	6.0
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	71.7%	70.2%	77.9%	71.1%	80.6%	75.5%	81.5%	76.5%	74.9%	80.6%	81.3%	78.3%	78.2%	78.4%	77.9%
Comercial		95.8%	92.8%	99.8%	95.6%	110.7%	96.7%	107.0%	100.3%	93.7%	100.5%	97.4%	100.3%	101.2%	98.8%	95.3%
Oficial + AP		143.7%	108.7%	103.9%	103.9%	125.4%	108.1%	109.0%	104.9%	103.1%	99.0%	108.4%	97.1%	100.9%	92.3%	94.8%
Subnormales		14.0%	13.1%	22.2%	11.9%	11.1%	13.0%	11.6%	11.7%	12.8%	57.9%	11.0%	13.4%	14.3%	14.9%	82.6%
Industrial		87.4%	100.2%	98.7%	111.9%	107.0%	86.9%	106.5%	100.2%	99.1%	99.2%	98.7%	101.2%	98.6%	87.3%	87.4%
No Regulado		99.6%	100.2%	100.2%	100.0%	100.0%	100.8%	100.0%	100.0%	101.2%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Total		73.9%	65.8%	74.9%	67.8%	77.4%	70.8%	76.1%	71.9%	71.5%	79.6%	78.3%	76.3%	78.0%	74.2%	76.6%
Perdidas																
Perdidas No Tecnicas		33.5%	34.2%	33.7%	34.5%	34.8%	34.5%	34.3%	34.1%	33.7%	33.4%	33.1%	33.0%	33.0%	33.1%	32.9%
Atencion al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Centros Moviles en Zonas Rurales		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tiempos de atencion al cliente- centro de atencion		18	37	36	32	39	46	35	33	35	35	35	35	35	35	33

CÓRDOBA	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	7	7	9	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Km programados de poda MT	Km	1,572	1,596	1,981	190	162	181	288	190	198	213	84	135	140	101	98
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km		49	55	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		10	11	6	14	4	6	7	7	17	15	17	14	14	6
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas MT	Estructuras			0												
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas AT	Estructuras			0												
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones			0												
Brigadas de Linea Viva	No. de Brigadas			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atencion de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	27	22	32	34	35	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel urbano	No. de Horas		4.7	4.2	2.8	3.8	3.5	3.4	4.0	6.1	5.1	4.6	5.4	5.3	3.1	3.3
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel rural	No. de Horas		3.6	3.2	3.1	3.5	2.5	2.6	2.9	4.5	4.3	3.7	3.4	3.1	3.0	2.4
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		7,736	20,032	317	549	241	327	1,208	1,090	698	634	1,876	1,928	6,932	4,231
Gestion de Perdidas	MCOP		3,050	7,279	395	540	532	595	661	619	663	686	733	684	598	572
Infraestructura y Equipamento	MCOP		603	0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		291	527	49	45	50	38	39	42	45	45	44	44	42	42
Tecnologia y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalias, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	880	5,906	28,960	0	4,531	0	7,958	688	716	0	0	1,216	4,934	538	8,379
Gestion de Perdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnologia y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	92.5	120.7	107.3	4.4	6.7	6.8	9.7	9.6	10.4	11.7	12.6	12.9	9.5	6.7	6.4
SAIFI	No. Veces	104.2	124.4	123.7	6.5	7.8	11.3	12.0	10.0	10.5	12.7	13.1	14.2	10.1	8.8	6.6
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	82.6%	83.6%	87.7%	82.9%	87.5%	84.8%	89.6%	86.6%	84.5%	90.0%	90.7%	91.3%	89.0%	91.2%	84.4%
Comercial		105.5%	97.5%	100.6%	96.4%	104.5%	98.1%	104.1%	99.5%	99.5%	101.2%	102.2%	102.9%	99.2%	103.5%	95.5%
Oficial + AP		108.4%	96.0%	102.2%	91.5%	108.6%	100.9%	104.8%	104.9%	99.4%	104.4%	104.0%	103.9%	98.8%	103.4%	101.3%
Subnormales		48.5%	45.3%	64.2%	46.1%	43.1%	41.7%	77.8%	49.5%	69.9%	26.3%	101.2%	44.2%	87.3%	70.8%	112.3%
Industrial		99.6%	94.1%	98.5%	98.7%	97.8%	98.1%	98.0%	99.9%	94.2%	102.0%	92.5%	104.0%	102.6%	101.7%	92.0%
No Regulado		101.1%	99.6%	101.9%	100.1%	117.2%	100.7%	100.3%	100.9%	100.4%	100.9%	100.6%	100.2%	100.4%	101.0%	100.0%
Total		89.6%	85.3%	91.2%	87.7%	95.0%	88.9%	92.8%	91.7%	88.1%	92.9%	93.9%	94.2%	89.5%	92.5%	87.7%
Perdidas																
Perdidas No Tecnicas		21.5%	21.4%	20.9%	21.5%	22.0%	21.7%	21.6%	21.4%	20.9%	20.7%	20.5%	20.3%	20.2%	20.2%	19.7%
Atencion al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		19	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Centros Moviles en Zonas Rurales		4	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tiempos de atencion al cliente- centro de atencion		26	30	31	34	40	30	30	32	31	31	31	30	30	29	27

CT-F-003 V.5

Página 114 de 117

SUCRE	Unidad	Linea Base 2014	Linea Base 2015	2016	Proyectado 2016											
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mantenimientos 2016																
Brigadas de Poda MT (prom. mes)	No. de Brigadas	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Km programados de poda MT	Km	732	588	980	72	56	66	105	69	72	78	70	112	117	85	78
Brigadas de Poda AT (prom. mes)	No. de Brigadas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Km Podados AT	Km		41	48	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Brigadas de Mantenimientos MT (prom. mes)	No. de Brigadas		5	4	1	6	6	3	3	3	6	5	6	5	4	3
Brigadas de Mantenimientos AT (prom. mes)	No. de Brigadas		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Brigadas de Lavado de Redes MT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas MT	Estructuras			0												
Brigadas de Lavado de Redes AT (prom. mes)	No. de Brigadas			0												
Estructuras Lavadas AT	Estructuras			0												
Subestaciones Lavadas AT	Subestaciones			0												
Brigadas de Linea Viva	No. de Brigadas			1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1
Brigadas de Atencion de Daños (prom. mes)	No. de Brigadas	9	10	15	17	17	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel urbano	No. de Horas		4.4	3.9	4.1	3.4	3.6	3.9	4.3	3.6	3.7	4.9	4.4	5.0	3.2	2.9
Tiempo Promedio de las Brigadas para atencion de daños nivel rural	No. de Horas		4.4	3.9	3.4	2.9	3.7	4.1	3.9	5.0	4.1	5.5	5.0	3.3	3.2	2.7
Inversiones 2016																
Inversiones Recursos Propios- Flujo de Caja																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP		3,675	7,976	57	190	444	61	410	873	664	423	510	889	1,582	1,873
Gestion de Perdidas	MCOP		1,574	2,339	119	172	182	195	187	181	217	233	233	211	201	207
Infraestructura y Equipamento	MCOP		339	0												
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP		242	328	30	28	31	24	25	26	28	28	27	27	26	26
Tecnologia y sistemas	MCOP			0												
Inversiones Otra Fuente de Recursos- Regalias, Fondos Gubernamentales, Transferencias																
Mejoramiento Calidad del Servicio	MCOP	1,066	9,954	16,291	0	1,181	0	2,332	1,326	1,972	105	418	461	608	5,527	2,360
Gestion de Perdidas	MCOP															
Infraestructura y Equipamento	MCOP															
Mejoras Ciclo Comercial	MCOP															
Tecnologia y sistemas	MCOP															
Indicadores de Calidad																
SAIDI	No. Horas	81.2	98.7	115.6	6.4	7.9	7.6	7.3	13.0	12.6	11.1	15.5	13.3	7.9	8.1	5.0
SAIFI	No. Veces	64.8	73.4	86.8	6.2	6.0	4.9	7.0	6.7	9.7	7.3	9.9	8.8	7.5	5.7	6.9
Recaudo																
Residencial	% de Recaudo	89.6%	89.1%	92.2%	88.1%	91.7%	92.5%	92.7%	93.6%	90.9%	92.7%	90.6%	95.1%	93.8%	95.4%	89.6%
Comercial		97.6%	95.7%	98.7%	89.2%	100.8%	101.2%	99.3%	101.8%	97.8%	98.2%	96.6%	101.1%	100.0%	101.9%	96.3%
Oficial + AP		103.5%	97.7%	103.6%	110.7%	108.4%	106.5%	99.9%	114.1%	100.1%	100.3%	98.1%	103.2%	102.1%	103.1%	97.1%
Subnormales		50.3%	42.2%	55.0%	102.5%	52.0%	41.2%	38.8%	38.1%	86.6%	33.8%	34.9%	84.2%	34.6%	86.2%	27.1%
Industrial		99.3%	99.0%	101.3%	102.3%	100.2%	101.4%	100.7%	104.3%	96.7%	101.6%	100.3%	100.7%	103.4%	104.8%	99.5%
No Regulado		99.9%	101.3%	100.6%	100.1%	100.2%	100.3%	100.4%	100.4%	100.5%	100.4%	100.5%	100.4%	100.5%	101.9%	101.2%
Total		91.5%	88.5%	93.3%	89.6%	94.9%	93.9%	93.2%	96.2%	93.4%	94.1%	90.7%	95.0%	95.5%	93.8%	89.2%
Perdidas																
Perdidas No Tecnicas		15.3%	15.9%	15.1%	15.9%	16.0%	15.1%	14.9%	15.0%	14.5%	15.2%	15.3%	15.0%	14.9%	14.7%	14.3%
Atencion al Cliente																
Centros de atención al cliente zonas urbanas		9	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Centros Moviles en Zonas Rurales		2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tiempos de atencion al cliente- centro de atencion		21	25	25	23	24	26	23	24	26	25	28	26	28	27	26



Página 115 de 117

[illegible]

ANEXO III (Tablero de Indicadores y su peso porcentual en el Programa de Gestión)

PROCEDIMIENTO DE VALORACION PROGRAMA DE GESTION											
Item	Área de Evaluación	Indicador	Concepto	Periodicidad de Evaluación	Concepto de Sanción	Meta					
						2016	2017	2018	2019	2020	
1	Mantenimientos	IEM	Indicador de efectividad de mantenimiento por departamento	Seguimiento Diario / Evaluación Anual (Durante el año 2016 no tendra peso en la evaluación del Programa)	De acuerdo con el numeral 6.4	-	Las metas se definirán al inicio de la vigencia 2017, a partir de los resultados del seguimiento efectuado durante el año 2016				
2	Calidad del Servicio	SAIDI	Índice de duración de interrupciones promedio del Sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	75	74	72	71	70	
		SAIFI	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del Sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	78,67	77,62	75,53	74,47	73,42	
3	Pérdidas de Energía	Indice de Pérdidas	Indicador de pérdidas del sistema calculado a partir de los flujos de energía de entrada y salida y las ventas realizadas en el mercado	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	20.73%	19.85%	18.96%	18.07%	17.19%	
4	Nivel de Recaudo	Indice de Recaudo	Indicador de recaudo de la empresa entorno a los valores puestos en cobro	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	84,50%	85,00%	86,00%	86,90%	87,60%	
5	Nivel de Inversiones (\$ millones)	Indice de Inversiones	Indicador se seguimiento a la ejecución de inversiones en el sistema	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	\$ 130.000	\$ 247.000	\$ 240.000	\$ 250.000	\$ 250.000	
6	Nivel de Atención al Usuario	Indicador de adecuación de oficinas	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividades de adecuación de oficinas de acuerdo con el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
		Disminución de Reclamaciones en Primera y Segunda Instancia	Indicador de disminución de reclamaciones en Primera y Segunda Instancia, con respecto a la vigencia inmediatamete anterior	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	5%	5%	5%	5%	5%	
		Indicador Nueva Factura	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividades de adecuación de la Factura de acuerdo con el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
		Indicador Nuevo Canal de Atención al Cliente	Indicador que permite realizar un seguimiento a las actividad definidas en el cronograma incluido en el programa	Seguimiento Trimestral / Evaluación Anual	De acuerdo con el numeral 6.4	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	

Item	Concepto de Evaluación	Indicador	Peso Porcentual Indicador
1	Mantenimiento (Índice de Efectividad de Mtto)	Indice Efectividad de Mantenimiento	15% (0%)*
2	Calidad de Servicio	SAIDI	5% (12,5%)**
		SAIFI	5% (12,5%)**
3	Pérdidas de Energía	Indice de Pérdidas	25%
4	Nivel de Recaudo	Indicador de Recaudo	15%
5	Nivel de Inversiones	Indicador de Inversión	20%
6	Nivel de Atención al Usuario	Indicador Atención a Usuarios	15%

*Este indicador en el año 2016, no representará peso porcentual en el programa de gestión. Su peso porcentual indicado del 15% se iniciara en el año 2017 en adelante.

**El indicador de calidad del servicio, tendrá para el año 2016 un peso porcentual en el programa de gestión de 25 puntos. Para el año 2017 en adelante su peso porcentual disminuirá al 10% y el 15 % restante será calculado con el indicador de efectividad de mantenimiento.

Proyectó: Alejandro Quintero – Contratista DTGE
Davis Mozo - Contratista DTGE
Cristian Giraldo - Contratista DTGE
Karen Schutt Esmeral – Contratista DTGE
Francisco Toro – Asesor SDEG
Manuel Peña – Director Técnico de Gestión de Energía.

Revisó: Carlos Alberto Olaya- Asesor Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible.
Luis María padilla – Asesor Oficina Asesora Jurídica.
Marina Montes Álvarez – Jefe Oficina Asesora Jurídica.

Aprobó: Rafael Albarracín Barrera – Superintendente Delegado de Energía y Gas Combustible