

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A.
E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Mayo de 2015**

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa **DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P** se constituyó en el año 2002 para desarrollar las actividades de **comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado nacional**. La empresa tiene un capital suscrito y pago de \$131.344.200.000 dividido en 1.314.324 acciones con un valor nominal de \$100.000 cada una. Tiene su sede principal en la ciudad de Quibdó (Choco) y su última actualización en RUPS aprobada fue el día mayo 07 de 2015.

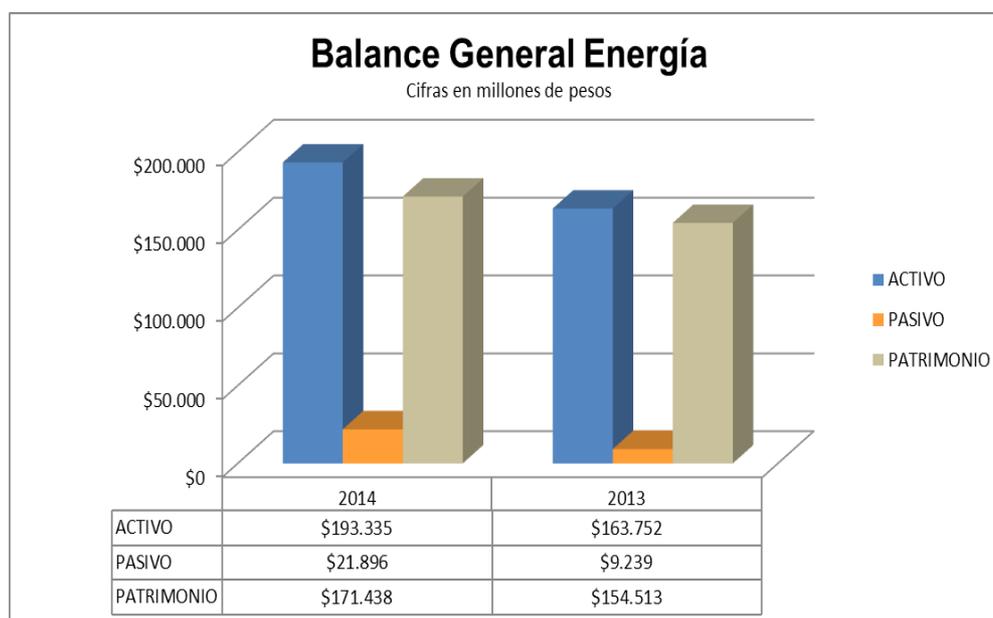
Tabla1.1. Datos Generales

| | |
|------------------------------------|--|
| Tipo de sociedad | Anónima |
| Razón social | Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P |
| Sigla | DISPAC S.A. E.S.P |
| Nombre del gerente | Germán Javier Palomino Hernández |
| Actividad desarrollada | Comercialización y Distribución |
| Año de entrada en operación | 2002 |
| Mercado que atiende | Municipios de: Atrato, Bagado, Bajo Baudó, Certegui, Condoto, El Cantón Del San Pablo, Istmina, Lloro, Medio San Juan, Novita, Quibdó, Tado, Unión Panamericana, Pertenecientes al Departamento de Chocó |

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: SUI

| BALANCE GENERAL | 2014 | 2013 | Var |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------|
| Activo | \$193.334.609.410 | \$163.752.409.988 | 18,07% |
| Activo Corriente | \$29.064.850.880 | \$22.820.689.624 | 27,36% |
| Activos de Propiedad, Planta y Equipo | \$76.993.628.088 | \$61.758.873.348 | 24,67% |
| Inversiones | \$0 | \$0 | |
| Pasivo | \$21.896.387.238 | \$9.238.961.342 | 137,00% |
| Pasivo Corriente | \$16.896.387.238 | \$9.238.961.342 | 82,88% |
| Obligaciones Financieras | \$5.000.000.000 | \$0 | |
| Patrimonio | \$171.438.222.172 | \$154.513.448.646 | 10,95% |
| Capital Suscrito y Pagado | \$131.344.200.000 | \$131.344.200.000 | 0,00% |

Fuente: SUI cifras en Pesos

Activos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$193.335 millones, presentando un incremento de 18,07% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta ascendió a \$25.507 millones, incrementándose \$5.484 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro, el 39% corresponde a cuentas por cobrar servicios públicos, así: Servicio de Energía \$7.947 millones y Subsidio servicios de energía \$2.100 millones. La compañía tiene \$6.512 millones provisionados del valor de las cuentas por cobrar de servicios de energía, equivalente al 82% de éstas.

Propiedad Planta y equipo: Con una participación en el Activo del 39,8%, esta cuenta alcanzó en diciembre de 2014 la suma de \$76.994 millones, presentando un aumento del 24,67% con relación al año anterior. Sobresalen, con el 59,4% y el 24,55%, respectivamente, la cuentas de redes, líneas y cables con \$45.732 millones y de construcciones en curso con \$18.899 millones, incluida la depreciación.

Otros Activos: Este rubro, el más representativo del activo, alcanzó en el 2014 la suma de \$86.389 millones y está compuesto por las siguientes cuentas: Gastos pagados por anticipado \$513 millones, Derechos de Fideicomiso \$3.893 millones, intangibles \$1.531 millones, y valorizaciones \$ 80.451 millones.

| PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO | COSTO HISTÓRICO | DEPRECIACIÓN | VALOR CUENTA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO | VALORIZACIONES | VALOR EN LIBROS |
|--|------------------|-------------------|--|-----------------|------------------|
| Terrenos | \$535 | \$0 | \$535 | \$1.458 | \$1.194 |
| Construcciones en Curso | \$18.899 | \$0 | \$18.899 | \$0 | \$18.899 |
| Plantas, Ductos y Túneles | \$38.806 | -\$27.345 | \$11.462 | \$21.025 | \$32.486 |
| Redes, Líneas y Cables | \$127.957 | -\$82.225 | \$45.732 | \$57.918 | \$103.650 |
| Maquinaria y Equipo | \$84 | -\$60 | \$24 | \$0 | \$24 |
| Muebles, Enseres y Equipos de Oficina | \$122 | -\$60 | \$62 | \$0 | \$62 |
| Equipos de Comunicación y Computación | \$662 | -\$433 | \$229 | \$0 | \$229 |
| Equipo de Transporte, Tracción y Elevación | \$216 | -\$165 | \$51 | \$50 | \$101 |
| TOTALES | \$187.281 | -\$110.287 | \$76.994 | \$80.451 | \$157.445 |

Fuente: SUI cifras en Pesos

Pasivo

A diciembre 31 de 2014 el pasivo de la compañía se ubicó en \$21.896 millones, presentando un aumento de 137% con relación al mismo periodo del año anterior, que equivale a \$12.657 millones. Dentro de las cuentas que componen el pasivo, encontramos las siguientes: Obligaciones Financieras \$5.000 millones, cuentas por pagar \$4.619 millones, Obligaciones laborales \$21, pasivos estimados y prestaciones \$11.766 millones y otros pasivos \$152.307 millones.

Se destacan del pasivo las siguientes cuentas: Provisiones diversas y obligaciones financieras con \$9.633 millones y \$5.000 millones, respectivamente. En las cuentas por pagar sobresalen los bienes y servicios por \$1.919 millones y los depósitos recibidos por terceros en suma de \$2.140 millones.

Patrimonio

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un incremento de \$16.925 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$171.438 millones, como consecuencia del mayor valor de la cuenta superávit por valorización (\$15.121 millones) y por los resultados del ejercicio (\$1.804 millones).

Con relación a la estructura de capital, el 88,7% de los fondos son propios y el 11,3% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

| ESTADO DE RESULTADOS | 2014 | 2013 | VAR |
|---------------------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|
| Ingresos Operacionales | \$75.357.237.141 | \$66.870.681.532 | 12,69% |
| Costos Operacionales | \$67.168.612.728 | \$53.485.079.028 | 25,58% |
| Gastos Operacionales | \$8.871.210.283 | \$11.006.906.940 | -19,40% |
| UTILIDADES OPERACIONALES | \$(682.585.870) | \$2.378.695.564 | -128,70% |
| Otros Ingresos | \$1.484.425.867 | \$1.467.431.846 | 1,16% |
| Otros Gastos | \$(1.002.129.631) | \$140.829.149 | -811,59% |
| Gastos de Intereses | \$121.772.325 | \$49.700 | 244914,74% |
| UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO | \$1.803.969.628 | \$3.705.298.261 | -51,31% |

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los Ingresos Operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución y para diciembre de 2014 fueron de \$75.357 millones, presentando un aumento del 12,69% con respecto a diciembre de 2013. De dichos ingresos operacionales, al negocio de distribución le corresponden \$ 14.872 millones y al negocio de comercialización \$60.161 millones.

Los Costos Operacionales representan el 89,1% de los Ingresos Operacionales con corte a diciembre de 2014, registrando un crecimiento de 25,58% respecto al año anterior, pasando de \$53.485 millones en el 2013 a \$67.169 millones en 2014. De dichos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios por valor de \$46.120 millones, equivalente al 68,66%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo

alcanzaron \$37.618 millones, mientras que el uso de líneas, redes y ductos tuvo un valor de \$7.830 millones.

Los Gastos Operacionales a diciembre de 2014 decrecieron 19,4%, pasando de \$11.007 millones a \$8.871 millones, y están compuestos de la siguiente manera: Gastos administrativos, 60%; y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 40%. Los gastos de administración descendieron \$3.691 millones ubicándose en \$5.312 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$718 millones corresponden a gastos de personal, \$2.201 millones a gastos generales y \$2.392 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

A diciembre de 2014 la cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$1.555 millones y presentó el siguiente comportamiento: Provisiones para deudores, \$2.166 millones; Provisión para obligaciones fiscales, \$997 millones; Provisión para contingencias, \$200 millones; Depreciación propiedad planta y equipo, \$92 millones; y amortización de intangibles \$104 millones.

La cuenta de Otros ingresos para la vigencia 2014 alcanzó la suma de \$1.484 millones y está compuesta de la siguiente manera: Financieros: \$459 millones y Extraordinarios: \$1.026 millones. Dentro de los ingresos financieros se destacan \$247 millones de recuperaciones y \$660 millones de otros ingresos extraordinarios.

Los Otros gastos no operacionales alcanzaron un valor negativo de \$1.002 millones, ocasionado por una partida de ajuste en ejercicios anteriores de \$1.450 millones que produjo que los valores de Intereses, comisiones, financieros y extraordinarios con \$122, \$104, \$37 y \$186 millones, respectivamente, no alcanzaran a mantener la cuenta con valor positivo.

2.3.Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

La empresa DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. a diciembre de 2014 presentó una utilidad neta de \$1.804 millones disminuyendo el resultado de 2013 en \$1.901 millones. El ebitda de la compañía a 2014 alcanzó los \$3.754 millones disminuyendo con respecto al año anterior en \$3.016 millones.

2.4 Indicadores

| INDICADORES | 2014 | 2013 |
|--|-----------------|-----------------|
| INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN | | |
| Razón Corriente- Veces | 1,72 | 2,47 |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 497292 | 43 |
| Rotación de Cuentas por Pagar- Días | 10 | 2 |
| Activo Corriente Sobre Activo Total | 15,03% | 13,94% |
| INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO | | |
| Nivel de Endeudamiento | 11,3% | 6% |
| Patrimonio Sobre Activo | 88,7% | 37% |
| Pasivo Corriente Sobre Pasivo | 77% | 100% |
| Cobertura de Intereses- Veces | 16,65 | 113,83 |
| INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD | | |
| Ebitda | \$3.754.088.125 | \$6.769.919.295 |
| Margen Operacional | 5% | 10% |
| Rentabilidad de Activos | 2% | 4% |
| Rentabilidad de Patrimonio | 2% | 4% |

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 fue de 1,72 veces, presentando una reducción de 0,75 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 6 días pasando de 43 días en 2013 a 49 días en 2014. La empresa tarda 10 días en realizar el pago de sus obligaciones, esto es, 8 días más que en el 2013, año en el cual se tardaba 2 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en provisiones diversas y obligaciones financieras principalmente.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 11,3%, evidenciando un incremento del 5,3 respecto a 2013 cuyo porcentaje era de 6%. El Pasivo corriente representa el 77,2% del total de los Pasivos, por lo que el 22,8% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que corresponden a las obligaciones financieras de la compañía.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 5%, disminuyendo en 5 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activo se posicionó en 2%, dos (2) puntos menos que en 2013. La rentabilidad del patrimonio reveló un menor valor de 2% respecto al mismo periodo de la vigencia anterior en la que fue del 4%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

La empresa DISPAC S.A. E.S.P cuenta con dos alimentaciones de 115 KV en su sistema lo que representa cierto grado de confiabilidad a ese nivel de tensión , a nivel de 34,5 KV solamente tiene una línea de respaldo entre la subestaciones CERTEGUI y ISTMINA , en este nivel de tensión se requiere que la empresa amplíe su cobertura, para mejorar la confiabilidad y calidad de servicio ya que actualmente atiende a varios municipios con circuitos radiales a nivel de 13,2 KV, saliendo desde las subestaciones principales Huapango, Certegui y Istmina.

3.1. Descripción Infraestructura

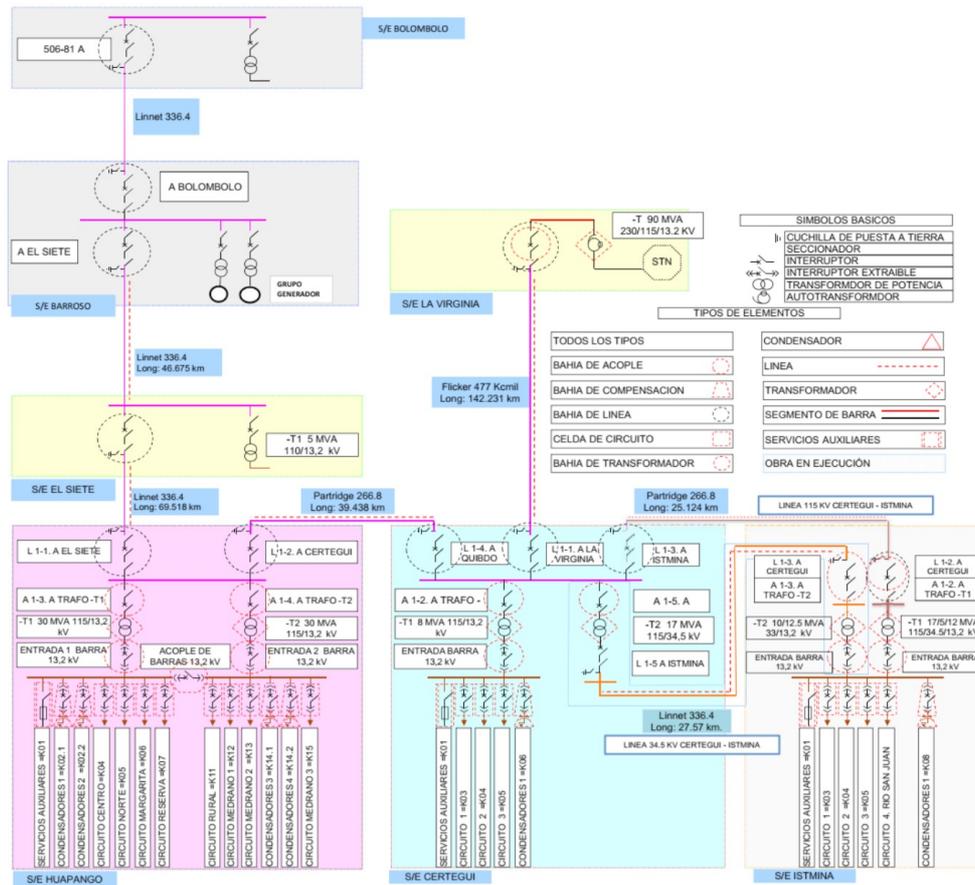
La infraestructura a 115 kV de este OR corresponde a dos líneas de alimentación de 115 KV, la primera en construirse fue una línea radial de 195 km conectada al sistema de la EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA (EADE) en la Subestación Bolombolo. Posteriormente se construyó la línea de 115 KV en una longitud de 142,231 km desde la subestación LA VIRGINIA conectada al STN, hasta la subestación CERTEGUI, obteniendo así una mayor confiabilidad del sistema.

La infraestructura del nivel de tensión 4 es la siguiente:

| DESCRIPCIÓN | LONGITUD LÍNEA 115 KV |
|------------------------------|-----------------------|
| Bolombolo – El Siete | 60,92 |
| El Siete – Huapango (Quibdo) | 69,518 |
| Huapango (Quibdo) – Cértegui | 39,438 |
| Cértegui – Istmina | 25,124 |
| La virginia - Certegui | 142,231 |

A nivel de 34,5 KV también se interconectan las subestaciones CERTEGUI y ISTMINA, con una línea de 27,57 Km.

Diagrama Unifilar



Subestaciones del Sistema

El listado de subestaciones a 31 de diciembre de 2014 del sistema eléctrico operado por la empresa es el siguiente:

| No | NOMBRE SUESTACIÓN | MUNICIPIO | NIVEL DE TENSIÓN (KV) | UBICACIÓN | CAPACIDAD MVA 2103 | CAPACIDAD MVA ACTUAL 2014 |
|----|-------------------|-----------|-----------------------|-----------|--------------------|---------------------------|
| 1 | EL SIETE | | BARRA 115 KV | RURAL | | |
| 2 | HUAPANGO | QUIBDÓ | 115/13,2 KV | URBANA | 60 | 60 |
| 3 | CERTEGUI | CERTEGUI | 115/34,5/13,2 KV | URBANA | 25 | 25 |
| 4 | ISTMINA | ISTMINA | 115/34,5/13,2 KV | URBANA | 17/5/12 | 17/5/12 |
| | | | 34,5 / 13,2 KV | URBANA | 10/12.5 | 10/12.5 |

La subestación el SIETE esta conformada por una barra de 115 KV que recibe la línea de 115 KV que viene desde la subestación BOLOMBOLO y de ella sale una línea de 115 KV hacia la subestación HUAPANGO.

La subestación HUAPANGO tiene la alternativa de ser alimentada por cualquiera de las dos líneas de 115 KV que le llegan, una que viene desde la S/E EL SIETE conectada al sistema EADE y la otra desde la S/E CERTEGUI, esta subestación tiene doble barra del lado de 13,2 KV con su respectivo acople y dos transformadores de potencia cada uno de 30 MVA, 115/13,2 KV.

La subestación CERTEGUI tiene la alternativa de ser alimentada por cualquiera de las dos líneas de 115 KV que le llegan, una que viene desde la S/E HUAPANGO y la otra desde la S/E LA VIRGINIA, conectada al STN. Esta subestación esta conformada por una barra sencilla del lado de 13,2 KV alimentada por un transformador de 8 MVA, 115/13.2 KV y también cuenta con un transformador de 17 MVA, 115/34.5 KV que alimenta una línea de 34,5 KV que va hasta la S/E ISTMINA.

La subestación ISTMINA tiene la alternativa de ser alimentada por cualquiera de las dos líneas que le llegan, ambas provenientes de la S/E CERTEGUI, una de 115 KV y la otra de 34,5 KV, las cuales la primera por medio de un transformador de 17/5/12 MVA, 115/34,5/13.2 KV y la segunda por medio de un transformador de 10/12.5 MVA 33/13,2 KV, ambos llegan a una barra sencilla de 13,2 KV .

3.2. Inversiones

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, El presupuesto definitivo de inversión para el año 2014 fue de \$31.245 millones de los cuales se comprometieron el 80.3% \$25.081 millones. El detalle de los principales proyectos de inversión obtenido del análisis del presupuesto de gastos de inversión al 31 de diciembre de 2014 fue el siguiente:

| CÓDIGO DEL RUBRO | NOMBRE DEL RUBRO | PRESUPUESTO APROBADO | PRESUPUESTO DEFINITIVO | COMPROMISOS ACUMULADOS | PAGOS ACUMULADOS | % EJECUCIÓN | FALTA DE INVERSIÓN \$ | % FALTA DE INVERSIÓN |
|------------------|--|----------------------|------------------------|------------------------|------------------|-------------|-----------------------|----------------------|
| D | GASTOS DE INVERSIÓN | 38.245.086.000 | 31.245.086.000 | 25.080.774.364 | | 80,3% | 6.146.311.636 | 20,0% |
| 80000 | PROGRAMAS DE INVERSIÓN | 38.245.086.000 | 31.245.086.000 | 25.080.774.364 | | 80,0% | 6.146.311.636 | 20,0% |
| 81000 | FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL | 38.245.086.000 | 31.245.086.000 | 25.080.774.364 | | 80,0% | 6.146.311.636 | 20,0% |
| 81001 | REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS | 6.232.488.000 | 7.032.488.000 | 7.016.552.198 | 4.186.247.674 | 100,0% | 15.935.802 | 0,0% |
| 81003 | MODERNIZACIÓN S/E Y MEJORAMIENTO EN REGULACION DE VOLTAJE | 1.731.928.000 | 1.777.928.000 | 796.872.136 | 564.046.927 | 45,0% | 981.055.864 | 55,0% |
| 81004 | TRANSMISIÓN | 13.000.000.000 | 4.900.000.000 | 16.875.000 | 1.6875.000 | 0,0% | 4.883.125.000 | 100,0% |
| 81005 | REPOSICIÓN DE INFRAESTRUCTURA | 2.477.758.000 | 2.533.758.000 | 25.25.046.247 | 238.2146.778 | 100,0% | 8.711.753 | 0,0% |
| 81006 | ESTUDIOS TÉCNICOS | 373.802.000 | 292.860.893 | 244.453.191 | 179.938.319 | 83,0% | 48.407.702 | 17,0% |
| 81009 | SISTEMA DE GESTION DE LA DISTRIBUCIÓN (RESOLUCIÓN CREG 097-08) | 1.416.234.000 | 1.575.747.332 | 1.573.489.204 | 895.344.189 | 100,0% | 2.258.128 | 0,0% |
| 81011 | SISTEMAS DE INFORMACIÓN | 375.873.000 | 369.873.000 | 204.243.706 | 204.243.706 | 55,0% | 165.629.294 | 45,0% |
| 81012 | REMODELACIÓN REDES DE DISTRIBUCION | 2.180.003.000 | 2.305.430.775 | 2.246.242.682 | 1.893.605.396 | 97,0% | 59.188.093 | 3,0% |
| 81015 | PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN | 10.457.000.000 | 10.457.000.000 | 10.457.000.000 | 8.189.175.183 | 100,0% | | |

Se destacan la ejecución de la totalidad de recursos asignados para proyectos de interconexión, reducción de pérdidas y reposición de infraestructura. A pesar de lo anterior se debe considerar una mayor inversión en reposición de infraestructura. Tal como esta descrito al final de los resultados de la visita técnica efectuada por la SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS COMBUSTIBLE, a DISPAC S.A.

E.S.P, que se describirá mas adelante en esta evaluación, se requieren por ejemplo inversiones sustanciales en remodelación de redes de distribución ya que la mayoría de la postería en concreto cumple con mas de 25 años de servicio y comienzan a evidenciar deterioro, así como también redes de distribución asociadas, por lo tanto se debe empezar a efectuar reposición de los mismos y no esperar que fallas estructurales pongan en riesgo la confiabilidad y calidad del servicio.

3.3. Calidad de la Potencia

Se realizaron mediciones en el mes de diciembre del 2014 de parámetros de calidad de potencia en celda correspondientes a la barra de 13,2 [kV] de la subestación ISTMINA, celda de entrada a cargo del operador de red DISPAC ubicada en la cabecera municipal del municipio de Istmina departamento del Chocó.

La medición estaba prevista a realizarse en la línea de alimentación a la subestación en el nivel de 34,5 [kV] , dado que por trabajos internos del operador de red se tenía dicha alimentación fuera de servicio, se determina realizar la medida en la celda de entrada a nivel de 13,2 [kV].

Por otra parte es de señalar que no se cuenta con señales de corriente para medida por lo tanto solo se registran parámetros directos de corriente.

Metodología

Para hacer el seguimiento de las medidas se coordinó con el OR la instalación de los analizadores de redes marca DRANETZ en el siguiente punto:

RG1 TABLERO DE MEDIDA CALIDAD DE POTENCIA SUBESTACION ISTMINA CELDA DE ENTRADA 13,2 kV (se registraron mediciones de los siguiente parámetros eléctricos en estados estacionario y Transitorios, de tensiones y corrientes, factor de potencia y potencias activa, reactiva y aparente, frecuencia, armónicos de tensión y corriente, perceptibilidad de larga y corta duración, eventos de corta y larga duración).

Los equipos analizadores de redes se programaron para obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorios, comparándolos respecto a los límites establecidos por la resolución CREG 024 de 2005, CREG 065 de 2012, la resolución CREG 108 de 1997, la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995 e indicando cuáles de los parámetros exceden los límites establecidos.

Los cálculos de los parámetros eléctricos se realizaron con base en los datos descargados desde el analizador de redes, realizando búsqueda de los valores mínimo, promedio y máximo, con el respectivo ordenamiento de la información, para corroborar y diagnosticar el estado de la instalación eléctrica; teniendo en cuenta los eventos que exceden los límites establecidos por las normativas vigentes en el país y las recomendaciones internacionalmente aceptadas.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tensiones y desequilibrio:

Estado Estacionario

De la medición realizada, se presentó desbalance de tensión del 0,6079%,(ver Tabla 3.3.1), lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Tabla 3.3.1 Resumen desequilibrio de Tensión

| Registro | Máximo desequilibrio de Tensión | | | | Cumple en 50160 (2%) |
|----------|---------------------------------|---------|---------|----------|----------------------|
| | VL1 (V) | VL2 (V) | VL3 (V) | % Deseq. | |
| RG-1 | 13.462 | 13.560 | 13.611 | 0,6079% | SI |

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13200V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Cabe resaltar que el desequilibrio de tensión genera los siguientes efectos sobre las máquinas Eléctricas:

Pérdida de la potencia salida neta (depreciación de la potencia útil) que puede desarrollar, pero sin llegar a afectar la vida útil de la máquina.

Aumento del calentamiento y reducción de la eficiencia.

Reducción del momento de arranque y el momento máximo.

Aumento del deslizamiento.

Presencia de asimetría en las corrientes y aumento de los kVa necesarios para el arranque.

Aumento del ruido y las vibraciones principalmente con 120 Hz de frecuencia. Se debe tener en cuenta que al tener un sistema unificado con transformadores conectados en forma centralizada alimentando cada una de la subestaciones a través de redes de distribución, el desequilibrio en tensión genera los siguientes efectos: 1. Aumentan las pérdidas de energía en las líneas y el costo operacional.2. El desequilibrio de las corrientes aumenta respecto al desequilibrio de la tensión, por lo tanto, se dificulta el ajuste de las protecciones. 3. Aumento de la carga.4. Distorsión del factor de potencia real.

Estado Transitorio

Sobretensiones transitorias:

Las sobretensiones estuvieron por el orden del 106% de la tensión de operación (Ver Tabla 3.3.2).

Tabla 3.3.2. Resumen de las Tensiones

| Registro | Tipo de Registro | TENSIONES | | | % RESPECTO AL NOMINAL | | |
|----------|------------------|-----------|---------|---------|-----------------------|--------|--------|
| | | VL1 (V) | VL1 (V) | VL1 (V) | VL1 | VL2 | VL3 |
| | Máximo | 13.795 | 13.963 | 13.968 | 104,5% | 105,8% | 105,8% |
| RG-1 | Promedio | 13.462 | 13.560 | 13.611 | 102,0% | 102,7% | 103,1% |
| | Mínimo | 11.338 | 1.072 | 7.456 | 85,9% | 8,1% | 56,5% |

Se analizan las sobretensiones teniendo en cuenta que los transitorios pueden tener un nivel pico muy alto que en algunos casos puede romper el nivel de aislamiento en un transformador y ocasionar el fallo de componentes electrónicos, puede ocasionar pérdidas de tensión con duraciones menores a un ciclo, causa inestabilidad en el sistema de potencia.

Caídas en la tensión:

Observando las tensiones se evidencian algunas caídas por fase evidenciando bajones en tensiones de línea, si comparamos con las corrientes se encuentra que para los mismos instantes donde hay una caída de tensión también hay un pico de corriente. Esto puede darse debido a que en ese instante de tiempo hay algún arranque de un equipo y hace que se presente este tipo de transitorio, de igual forma evidencia que la carga alimentada en su mayoría es inductiva y es un comportamiento usual de este tipo de carga generar picos de corriente ante cambios bruscos de tensión.

Estos valores se registraron en varios días de la semana, no es posible establecer el motivo de las fallas o las salidas de circuito. (Ver Tabla 3.3.2).

Teniendo en cuenta que en los transitorios existen caídas de tensión significativas es de cuidado debido a que pueden ocasionar calentamiento en los motores de la carga y atenuación en la intensidad luminosa y/o parpadeo dependiendo del tipo de luminarias de los sistemas de iluminación.

Frecuencia:

La norma NTC-1340 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz. Y en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental medida durante 10 segundos en redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado, debe cumplir:

Frecuencia aceptable durante el 95% de una semana: $59,8 < f \text{ (Hz)} < 60,2$. Frecuencia aceptable durante el 100% de una semana: $57,5 < f \text{ (Hz)} < 63$.

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia registrado fue de 59,69 Hz. El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,14 Hz.

Corrientes y desequilibrio:

No es posible evaluar parámetros de corrientes dado que no se cuenta con cableado

de núcleo de medida en transformadores de corriente.

Potencias:

No es posible evaluar parámetros de potencia dado que no se cuenta con cableado de núcleo de medida en transformadores de corriente.

Factor de potencia:

No es posible evaluar parámetros de factor de potencia dado que no se cuenta con cableado de núcleo de medida en transformadores de corriente.

Armónicos:

La norma IEEE establece los límites de distorsión armónica de tensión enfocada al PCC (Punto de acoplamiento común) con la interfaz subestación alimentadora-consumidor individual. Sin embargo, determina que dentro de una planta industrial, el PCC puede ser el punto entre la carga no lineal y las otras cargas, es decir, la barra principal. Para efectos comparativos, se utiliza los límites establecidos por la norma.

Se evidenciaron armónicos en tensión por debajo del nivel permisible del 3% recomendado por el Std IEEE 519 y la resolución Creg 065 de 2012 respecto a la tensión nominal (Vn).

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5% y la resolución Creg 065 de 2012 con valores promedio por fase por el orden el 2.5%. (Ver Tabla 3.3.3).

Tabla 3.3.3. Resumen de Armónico de Tensión

| Registro | %THDV <5% | H=3 | H=5 | H=7 | Armónico que cumple lim 3% Vn CREG 065 2012 | |
|----------|-----------|-------|------------|------------|---|------------------|
| | | %VN | %VN | %VN | | |
| RG-1 | V A | 2,463 | 0,19 22 | 2,36 30 | 0,58 78 | %THDV,H3,H5 Y H7 |
| | V B | 2,625 | 0,12 79 | 2,54 90 | 0,56 97 | %THDV,H3,H5 Y H7 |
| | V C | 2,298 | 0,29 77 | 2,17 50 | 0,58 49 | %THDV,H3,H5 Y H7 |

Por otra parte se establece en el RETIE última actualización que “Para instalaciones donde la distorsión armónica total de tensión (THD), sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto se deben implementar filtros activos de armónicos”.

Cabe señalar que RETIE establece que se deben dimensionar conductores o barras de acuerdo al factor de corrección exigido por la IEC 60364-5-523 anexo C, esto para THDi mayores a 15%.

No es posible evaluar parámetros de corrientes dado que no se cuenta con cableado de núcleo de medida en transformadores de corriente.

En general, en los puntos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al H5. (armónico 5)

Titilaciones (Flickers):

Según la CREG 065 de 2012 los límites para la perceptibilidad de corta (PST) se encuentran en la tabla mostrada a continuación, para el PLT (perceptibilidad de larga duración) se utiliza la norma europea EN 50160, que sugiere que las titilaciones no deben tener una perceptibilidad mayor a 1,0 pu.

En estado estable el PST y PLT, en las tres líneas, registró valores inferiores a 1,0 pu.

La titilación alcanzó a registrar un PST de 6,466 en la línea L2.

La máxima perceptibilidad de larga duración, PLT, alcanzó un valor de 2,832 en la línea L2.

| NIVEL DE TENSIÓN | Pst_95 |
|------------------|--------|
| 1 | 1.0 |
| 2 | 1.0 |
| 3 | 0.9 |
| 4 | 0.9 |
| STN | 0.8 |

3.4. Calidad del Servicio

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, tenemos lo siguiente:

Interrupciones

3.4.1. Esquema de Incentivos y Compensaciones

En materia de calidad del servicio prestado por los Operadores de Red a sus clientes a partir de la Resolución 097 de 2008, la CREG modificó el esquema de incentivos a los usuarios. Es así como la medición de la misma ya no se realiza a través de los indicadores DES y FES que medían la duración en horas y las veces que se desconectaba el servicio, respectivamente, ahora se realiza a través del Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad – ITAD que se calcula de acuerdo con el promedio de energía que dejaron de consumir los clientes por las interrupciones del servicio (energía no atendida) respecto de la energía consumida por esos clientes en cada trimestre (energía suministrada).

El resumen de los resultados de medición trimestral de estos índices fueron:

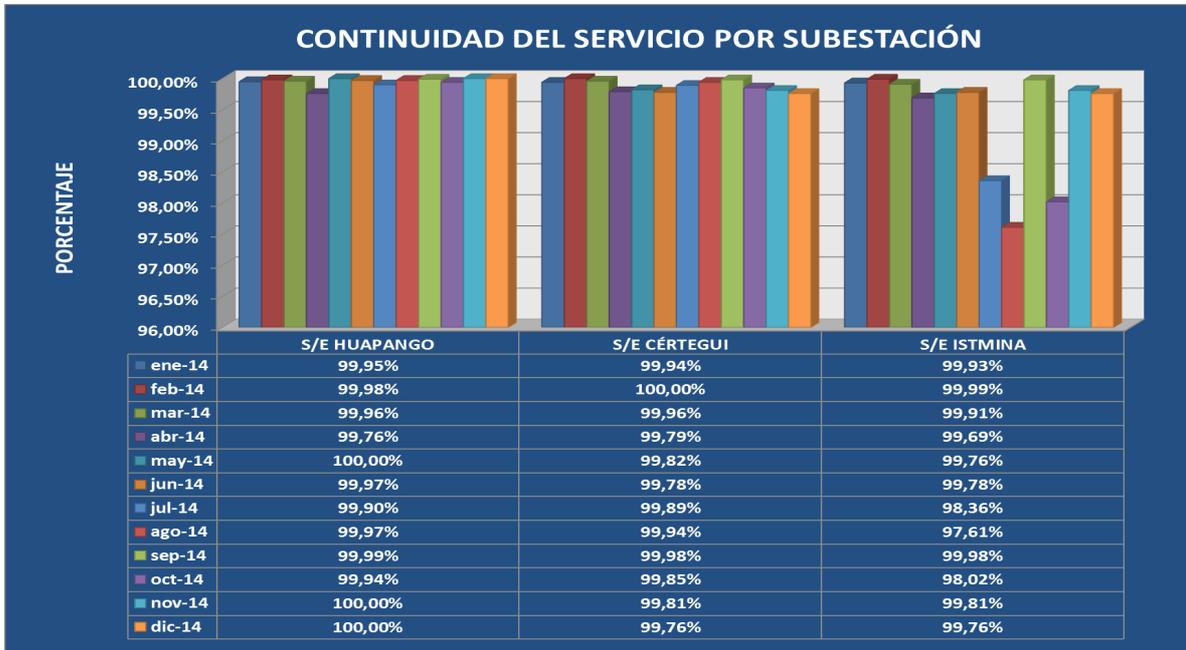
| TRI/NIV | L Inferior | IRAD | L superior | Promedio LI | Promedio IRAD | Promedio LS | ITAD |
|---------|------------|-----------|------------|-------------|---------------|-------------|-----------|
| t1, n1 | 0,0024178 | 0,0263941 | 0,0503705 | 0,01011545 | 0,02075805 | 0,0314007 | 0,012839 |
| t2, n1 | 0,0015597 | 0,0085104 | 0,0154612 | 0,01011545 | 0,02075805 | 0,0314007 | 0,014924 |
| t3, n1 | 0,0011366 | 0,0044024 | 0,0076682 | 0,01011545 | 0,02075805 | 0,0314007 | 0,025976 |
| t4, n1 | 0,0353477 | 0,0437253 | 0,0521029 | 0,01011545 | 0,02075805 | 0,0314007 | 0,0197477 |
| t1, n23 | 0,0001414 | 0,0004261 | 0,0007109 | 0,00009765 | 0,0059626 | 0,011827625 | 0,007134 |
| t2, n23 | 0,0000848 | 0,0171434 | 0,034202 | 0,00009765 | 0,0059626 | 0,011827625 | 0,003488 |
| t3, n23 | 0,0000231 | 0,0046025 | 0,009182 | 0,00009765 | 0,0059626 | 0,011827625 | 0,002817 |
| t4, n23 | 0,0001413 | 0,0016784 | 0,0032156 | 0,00009765 | 0,0059626 | 0,011827625 | 0,0034629 |

La compensación se traduce en una disminución de hasta el 10% del valor que por cargo de distribución se cobra a los usuarios, cuando el Operador de Red no esté dentro de los rangos de calidad establecidos en la regulación. En caso contrario, es decir, cuando la calidad supera los límites establecidos, se incrementará el valor del cargo de distribución cobrado a los clientes, este indicador se evalúa trimestralmente para ver su variación. Igualmente cada operador debe compensar a los clientes peor servidos durante el trimestre.

3.4.2. Interrupciones, Duraciones, y Causas durante el año 2014

La calidad del servicio se vio fuertemente impactada, especialmente en la zona del San Juan, al estar indisponible la línea de subtransmisión a 34,5 kV Cértegui - Istmina, ya que sirve de soporte a la línea principal a 115 kV, toda vez que está fallaba quedaba indisponible la subestación Istmina y sus seis (6) municipios servidos, además se presentaron varias interrupciones en las líneas de 115 KV y 34,5 KV y circuitos de 13,2 KV, que podremos evidenciar en las siguientes gráficas:

Gráfica 3.4.2. 1: Cuadro continuidad de servicio año 2014, subestaciones HUAPANGO. CERTEGIO E ISTMINA



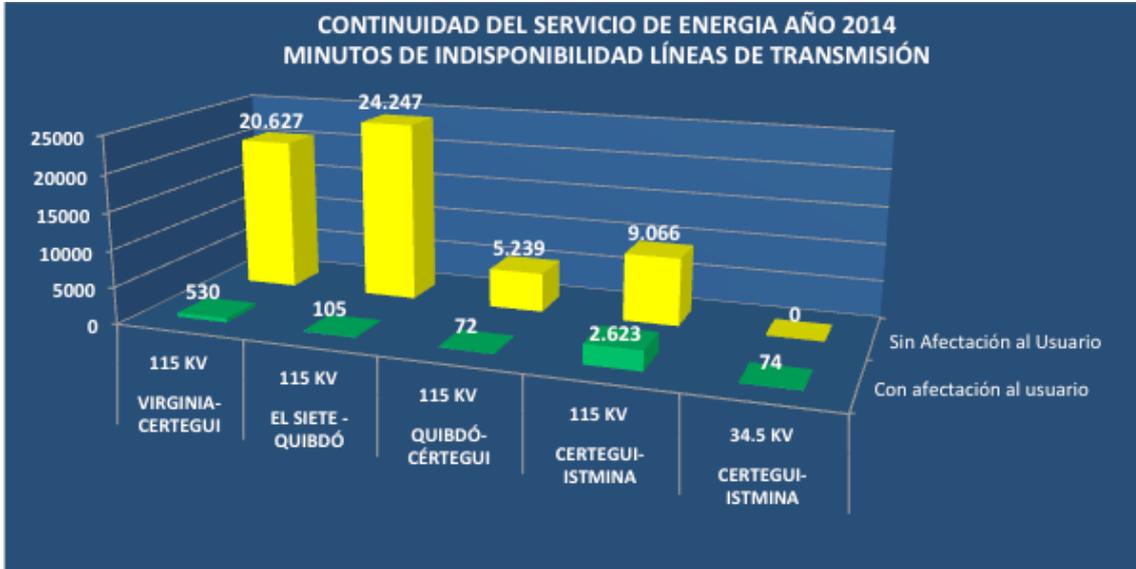
Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A.
E.S.P- DEPI LTDA

Promedio continuidad de servicio doce (12) meses:

Huapango 99,95% - 4:19 horas sin servicio
 Cértégui 99,88% -10:55 horas sin servicio
 Istmina 99,37% -54:51 horas sin servicio

La resolución CREG 097 de 2008 – establece máximas horas de indisponibilidad del servicio anuales 38 horas.

Gráfica 3.4.2.2 : Disponibilidad en minutos año 2014, líneas de 115 KV asociadas al sistema DISPAC S.A. E.S.P.



Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Tabla 3.4.2.1. Disponibilidad líneas de 115 KV Y 34,5 KV sistema DISPAC S.A. E.S.P.

| Línea de Transmisión | % Disponibilidad |
|--------------------------|------------------|
| VIRGINIA-CERTEGUI 115 kV | 96,08% |
| EL SIETE - QUIBDÓ 115 kV | 98,08% |
| QUIBDÓ-CÉRTEGUI 115 kV | 99,00% |
| CERTEGUI-ISTMINA 115 kV | 98,28% |
| CERTEGUI-ISTMINA 34,5 kV | 100,00% |

Tabla 3.4.2.2. Fallas presentadas en diciembre de 2014 en las líneas de 115 KV

| FECHA | LÍNEA | MINS HUAPANGO | MINS CERTEGUI | MINS ISTMINA | MINS SIN AFECTAR | CAUSA |
|----------|--------------------------|---------------|---------------|--------------|------------------|--|
| 01/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 53 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 01/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 35 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 02/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 6 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 02/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 25 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 08/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 55 | SOBRECORRIENTE INSTANTANEA |
| 08/12/14 | VIRGINIA- CERTEGUI | | 78 | 78 | | SOBRECORRIENTE INSTANTANEA |
| 09/12/14 | VIRGINIA- CERTEGUI | | | | 4684 | ARBOL SOBRE LINEA ENTRE TORRES 168 Y 169 |
| 09/12/14 | VIRGINIA- CERTEGUI | | 8 | 8 | | INTENTO CIERRE VIRGINIA - CERTEGUI |
| 11/12/14 | HUAPANGO - CERTEGUI | | 6 | 6 | | INTENTO CIERRE VIRGINIA - CERTEGUI |
| 12/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 6 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 12/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 4 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 12/12/14 | EL SIETE - HUAPANGO | | | | 8 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 13/12/14 | VIRGINIA- CERTEGUI | | 17 | 17 | | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 13/12/14 | HUAPANGO - CERTEGUI | | | | 25 | FALLA A TIERRA TRIFASICA |
| 13/12/14 | HUAPANGO - CERTEGUI | | | | 162 | PRUEBAS SCADA |
| 13/12/14 | HUAPANGO - CERTEGUI | | | | 79 | PRUEBAS SCADA |
| 14/12/14 | HUAPANGO - CERTEGUI | | | | 7 | PRUEBAS SCADA |
| 23/12/14 | CERTEGUI-ISTMINA 34,5 KV | | | | 462 | MANTENIMIENTO DESCOMBRA DE ARBOLES |
| 27/12/14 | CERTEGUI-ISTMINA 34,5 KV | | | | 537 | MANTENIMIENTO DESCOMBRA DE ARBOLES |

Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Gráfica 3.4.2.3 Numero de fallas en circuitos en el mes de noviembre del 2014



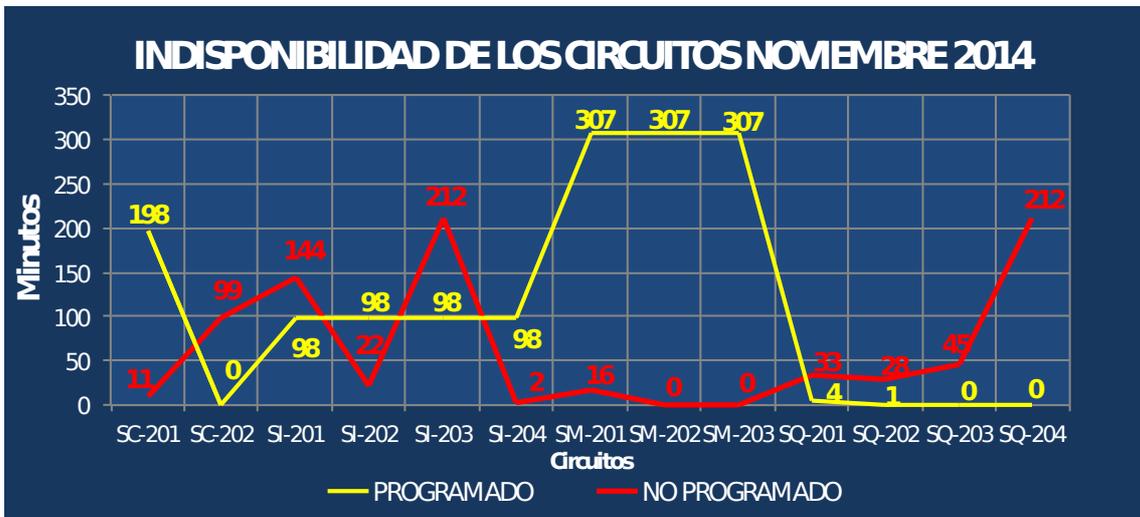
Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Gráfica 3.4.2.4: Numero de fallas en circuitos en el mes de diciembre del 2014



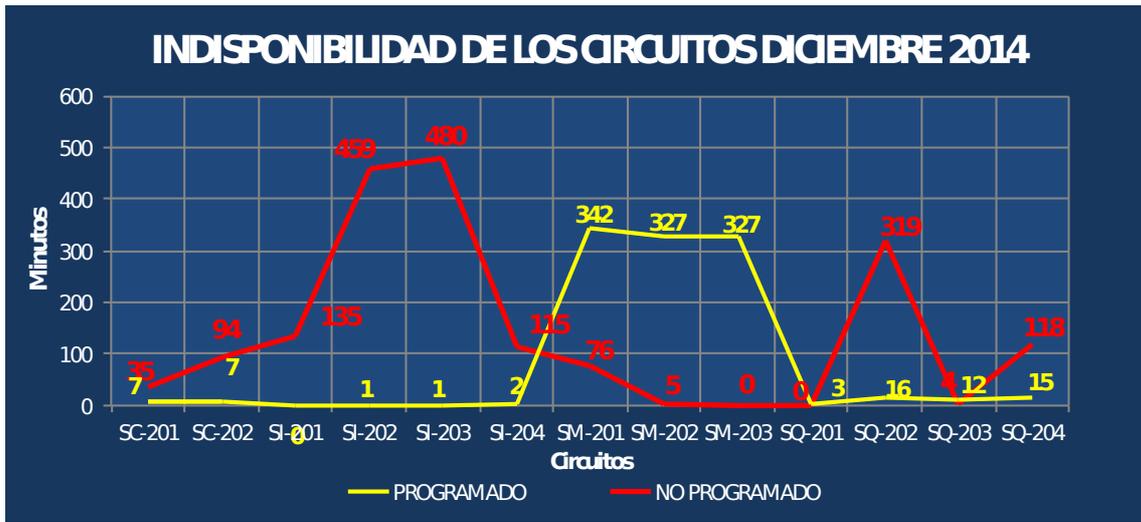
Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Gráfica 3.4.2.5. indisponibilidad de circuitos en minutos, mes de noviembre



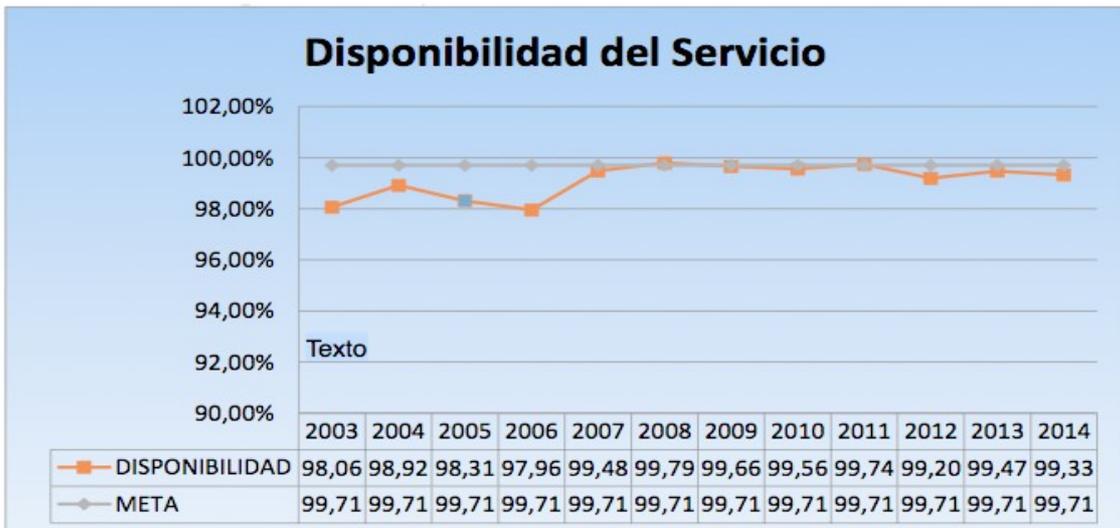
Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Gráfica 3.4.2.6.: indisponibilidad de circuitos en minutos, mes de diciembre



Fuente: informe de la interventoría externa al contrato de gestión de DISPAC S.A. E.S.P- DEPI LTDA

Gráfica 3.4.2.7 evolución disponibilidad de servicio del año 2003 al año 2014



Gráfica 3.4.2.8 Evolución disponibilidad de circuitos del año 2003 al año 2014



La subestación Istmina que provee de servicio a 6 municipios presenta los peores índices continuidad de servicio, excediendo lo estipulado en la resolución CREG 097 DE 2008, la empresa debe mejorar los mantenimientos que se efectúan sobre las líneas de 115 KV Y 34,5 KV que alimentan esta subestación, para minimizar las interrupciones, el tema de podas en las áreas de servidumbre es crítico en este sector.

En términos de continuidad de servicio en su sistema , DISPAC S.A. E.S.P , debe hacer énfasis en su gestión de mantenimientos para minimizar las interrupciones en especial en los circuitos que mas eventos presentan.

3.5 Mantenimiento

De acuerdo a la información extraída, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, Durante el 2014 las principales actividades del área de redes por parte del grupo de operación y mantenimiento son las siguientes:

REDES ZONA ATRATO Y SAN JUAN

Las actividades más relevantes fueron en atención a PQR's donde en el primer semestre del año fueron realizadas por el personal propio de OYM redes y para el segundo semestre fueron llevadas a cabo por el consorcio PQR Mesan, en cumplimiento del contrato 365-14, el cual consistió en la remodelación y/o reposición de redes de distribución con el fin de atender las PQR's de DISPAC.

Entre las actividades del grupo OYM redes están las siguientes:

| ITEM | ACTIVIDAD | CANTIDAD |
|------|--|----------|
| 1 | Ampliación de redes, instalación y/o reposición de postes, instalación de cajas borneras. | 73 |
| 2 | Instalación de vientos, puestas a tierras, rótulos de transformadores, aislamientos y seccionadores. | 133 |
| 3 | Descope de arboles cercanos a la zona de servidumbre de las líneas de distribución de media tensión. | 40 |
| 4 | Instalación y revisión de transformadores, herrajes y equipos. | 68 |
| 5 | Tendido y reubicación de red de media tensión | 8 |

Tabla 1 . Actividades Programadas

El siguiente es el reporte de actividades no programadas durante la vigencia 2014:

| ITEM | ACTIVIDAD | CANTIDAD |
|------|---|----------|
| 1 | REPORTE POR DAÑOS DE USUARIOS | 1620 |
| 2 | REPOSICION EN LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA | 983 |
| 3 | DAÑOS POR FENOMENOS NATURALES EN LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN | 331 |
| 4 | REPOSICIÓN DE TRANSFORMADORES QUEMADOS Y/O AVERIADOS | 23 |

Tabla 2 . Actividades No Programadas

Eventos de relevancia en 2014:

Durante el primer trimestre de 2014 se presentó evento en la línea 115 kV Virginia – Cértegui en el cual se vio afectada la torre 245, obligando a Dispac adelanta un contrato para la reposición del brazo de la torre, el evento fue ocasionado por madereros que se presumen ilegales.

A nivel de media tensión se tuvieron eventos que golpearon la calidad del servicio principalmente en los circuitos rurales SM-202 y SI-202.

Se repuso el juego de tres CT's en la subestación Cértegui en la bahía 34.5 kV de la línea Cértegui – Istmina.

A pesar de que el sistema de Dispac está operando en anillo desde el pasado 17 de abril de 2014, se siguen presentando ausencias de tensión a nivel de tensión IV afectando principalmente las subestaciones Cértegui e Istmina, afectando en forma severa la subestación Istmina debido a la indisponibilidad de la línea de respaldo a 34,5 kV y a la falla en el PT 115 kV en la bahía de línea Cértegui – Istmina en la subestación Cértegui, ya que al no tener todas las señales de protección actúan las de respaldo en las bahías hacia Virginia y Huapango.

3.6 Inspección RETIE

Se efectuó una visita conjunta entre el 12 y el 15 de mayo del 2015, con funcionarios de DISPAC S.A. E.S.P. a varias subestaciones y circuitos que hacen parte de su sistema, encontrando los siguientes incumplimientos:

Subestación Huapango (115 kV//13,2 kV)

La subestación, perteneciente al sistema de DISPAC, cuenta con dos transformadores de 30 MVA, 115//13.2 kV, una barra de 115 KV, a la cual llega una línea de 115 kV que proviene de la subestación el SIETE , sale una línea de 115 KV que va hacia la subestación CERTEGUI, y de dicha barra también se conecta los dos transformadores de 30 MA 115/13,2 KV, la salida de estos alimentan 2 barrajes independientes de 13,2 KV, los cuales pueden ser acoplados para formar un solo barraje, a estos barrajes de 13,2 KV están conectados 4 grupos de condensadores y 7 circuitos de 13,2 KV, un circuito de reserva y servicios auxiliares.

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento perimetral en mal estado en varias partes y sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 8 (g),

Las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

En el cuarto de batería se encontró una salida de iluminación con alambre expuesto y tubería flexible pvc , que no están de acuerdo a la clasificación del área,. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11

No se cuenta con identificación de fases con colores en los cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Se encuentra en el piso área de patio subestación piedra de río no homogénea y contaminada en varias partes, la cual evidentemente no cumple con su función, evaluado según RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

No se evidenció la existencia de cajas de inspección sistema puesta a tierra, evaluado según RETIE Art 15.1 (d)

Cabeza seccionador L111 muy deteriorados falta de mantenimiento, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Varios puentes entre equipos de patio con conductores con hilos partidos muy deteriorados, cristalizados se recomienda reemplazo general de puentes, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se observan varios aisladores de soporte con arandelas de hierro dulce con tornillos de acero inoxidable, las cuales se deterioran causan oxidación y se aflojen las conexiones causando posibles puntos calientes, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Conexión pararrayos entrada línea 115 KV línea del siete con tornillo faltante lo que puede generar punto caliente, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Los separadores de madera de los cables de potencia del secundario de los transformadores de potencia en muy mal estado, se recomienda su cambio y en lo posible en fibra de vidrio, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Falta cambiar tornillos de los conectores seccionador de 115 KV para Certegui. Completamente con presencia de corrosión y en un conector falta un tornillo, se requiere cambio de oxidados y reposición del faltante para garantizar una adecuada conexión. Evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Algunas conexiones del sistema de puesta a tierra en forma inadecuada , por no usar conectores normalizados y colocados de tal forma que puede causar accidente por obstrucción. Evaluado según RETIE Art 15, RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Puente en fase T del seccionador de la línea 115 KV a la subestación el siete, demasiado tensionado , causando esfuerzos mecánicos tanto a los puntos de conexión como también al seccionador, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Los cerramientos metálicos y puertas metálicas de los bancos de condensadores , están sin puesta a tierra, lo que implica además fallas en la equipotencialidad del sistema de tierra. Evaluado según RETIE ART 23. 1 (q), (RETIE ART. 15

Falta limpieza en aisladores tanto en el patio de la subestación como en los circuitos de salida 13,2 KV de la subestación , evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

La base en concreto de los transformadores de potencia, presenta mucha humedad y moho, lo que puede causar oxidación de la parte metálica de los transformadores de potencia evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

El apantallamiento de la línea de 115 KV que va hacia Certegui , en la estructura de salida de la subestación No 001 , no esta aterrizado Evaluado según RETIE Art 15.

En salida de circuito de 13,2 SQ-204 cuya cruceta se apoya en torre metálica de la línea de 115 Kv que va hacia el Siete se encuentra amarrada con alambre a la estructura lo que no garantiza su estabilidad mecánica y dicha instalación por fuera de cualquier parámetro técnico. Evaluado según RETIE Art. 20.20.1 (a), (d), RETIE Art 25.8 y Art 27.5, RETIE Art 25.5 (b)

Los puentes en el pórtico de salida de 13,2 KV, defectuosos, hechos de retazos y algunos sin conectores apropiados Evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Acercamiento peligroso de puente con cruceta metálica en salida de circuito de 13,2 KV evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Salidas de circuitos de 13,2 KV rural sin aterrizaje, evaluado según RETIE art 15

Las salidas tanto de líneas de 115 Kv como de circuitos de 13,2 Kv de la subestación sobre viviendas y barrios completos sin ningún tipo de seguridad incumpliendo RETIE artículo 13, Art 13.1, tabla 13.1, figura 13.1

En pórtico de salida de 13,2 KV en fase de circuito se utilizan guardacabos en vez de una grapa terminal normalizada incumple RETIE artículo 25,5 b, RETIE Art. 20.20.1 (a), (d), RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Poste de concreto en H pórtico de 13,2 KV en mal estado, presenta rotura en punto de apoyo diagonal y hierro expuesto en varas partes evaluado según RETIE Art,25.4 (e) RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se encuentra en el área de celdas almacenamiento de materiales, los cuales no deben encontrarse en esta zona, evaluado según RETIE Art 23.4 (b), RETIE Art.10.4

Puertas de la sala, que contiene celdas de 13,2 kv , sala de control y protecciones sin puesta a tierra lo que implica fallas en la equipotencialidad de la subestación, evaluado según RETIE Art 15.

Estructura metálica torre de 115 KV llegada línea subestación el siete a Quibdó, con bastante oxidación requiere mantenimiento. RETIE ART. 20.17.2 (b), RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Poste de concreto 12 metros media tensión con transformador, No 11001 adyacente a la subestación desaplomado por ser estructura de retención y sin templete evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Poste de baja tensión adyacente a la subestación partido y desaplomado, evaluado según RETIE Art 25.4 (e) , RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció en la subestación Huapango la medida del factor de potencia de la línea de 115 KV que va de la subestación Huapango a la subestación Certegui con un valor de 0,33

Subestación ISTMINA (115kV/34,5/13,2 kv)

La subestación, perteneciente al sistema DISPAC, cuenta con dos líneas de entrada , una línea de 115 KV y la otra una línea de 34,5 KV, provenientes ambas de la subestación Certegui, la primera alimenta un transformador de 17/5/12 MVA y 115/34,5/13,2 KV, y la segunda alimenta un transformador de 10/12,5 MVA, 33/13,2 KV ,la salida de ambos transformadores llegan a una barra de 13,2 KV de donde se conectan 4 circuitos de 13,2 KV, un banco de condensadores y servicios auxiliares.

Portón de acceso a la subestación y malla perimetral de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

Se evidencia en malla interna cerramiento bahía de equipos que no hay señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y le faltan colas de puesta a tierra evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 8 (g),

Las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

En el cuarto de batería se encontró unas ventanas en vidrio, el piso con evidente deterioro, que no están de acuerdo a la clasificación del área,. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).
No se cuenta con identificación de fases con colores en los cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,.., RETIE Tabla 6.5

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Se encuentra en el piso área de patio subestación piedra de rio no homogénea y contaminada en varias partes, la cual evidentemente no cumple con su función, evaluado según RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

No se evidenció la existencia de cajas de inspección sistema puesta a tierra, evaluado según RETIE Art 15.1 (d)

Bajante puesta a tierra defectuosa (hilos partidos) pararrayo fase S entrada 115 Kv subestación itsmina , evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Monitor de presión del interruptor en mal estado, no es posible establecer presión de SF6 del interruptor y presenta exceso de humedad, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere limpieza general equipos de patio subestación (incluye aisladores) evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Bandejas de cable de potencia tanto de lado de 34,5 KV y 13,2 KV del transformador de potencia sin aterrizar, evaluado según RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15

Las terminaciones premoldeadas tanto del lado de 13,2 y de 34,5 KV del transformador de potencia , presentan alto grado de suciedad lo que puede originar arcos y fallas en las terminaciones con la respectiva falla de servicio, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

El cubículo y puerta del cerramiento de los bancos de condensadores de 13,2 KV, están sin puesta a tierra, evaluado según RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15

Puerta en malla del cerramiento sin aterrizar, evaluado RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15

Aisladores del barraje de la subestación con mucha suciedad, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Desfogue radiador planta de emergencia , tiene en la pared del cuarto una ventana muy pequeña para evacuar el aire caliente producto de un trabajo prolongado.

Presencia de agua en cárcamos de el cuarto de control de la subestación, donde hay cables de potencia y cualquier falla puede ser magnificada por el nivel de agua, los conductores actuales no están diseñados para trabajar sumergidos en agua, incumple RETIE ART. 23.4 d , RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Todas las puertas del cuarto de control sin aterrizar, lo que indica fallas en la equipotencialidad en el sistema de puesta a tierra. , evaluado según RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15

En el pórtico de salida de 13,2 KV, existen 12 DPS, correspondientes a 4 salidas con un solo bajante a tierra, lo cual es insuficiente para evacuar sobretensiones simultaneas en los circuitos, evaluado según RETIE 16.3.2

En todos los transformadores de distribución instalados se puede observar que la distancia de los bujes a los DPS , son superiores a los 50 centímetros en los circuitos asociados a la subestación (incumple RETIE 20.14.2, f y 24.3 d, j),

Tornillos pararrayos entrada línea de 115 KV con bastante corrosión , que puede debilitar la conexión mecánica y generar puntos calientes, , evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Faltan 2 bajantes del apantallamiento que están partidos , evaluado según RETIE 16.3.2 y RETIE Art 15

Puente de la fase R del pararrayo adyacente al transformador de potencia con deterioro, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Varios relés de protección presentas señalización permanente de alarma por disparo del interruptor, estando este en operación, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

En el área de almacenamiento tanque de combustible de la planta de emergencia, y de tanques de 12 latas de combustible, que es un área clasificada , no se encuentran aterrizados ni el tanque de combustible ni la puerta y malla metálica del cerramiento, evaluado según RETIE Art 15

En el área de almacenamiento tanque de combustible de la planta de emergencia, y de tanques de 12 latas de combustible, que es un área clasificada , se encuentran un registro de cables eléctricos sin tapa, sumergidos en agua lo que puede ocasionar un arco eléctrico en esta zona de productos inflamables evaluado RETIE articulo 23.4 d , RETIE Art 25.8 y Art 27.5 y NTC 2050

En estructura salida circuitos hacia San Pablo, presenta alto grado de contaminación aisladores y cajas primarias, poste No 27011, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere mantenimiento general estructuras metálicas en celosía, RETIE ART. 20.17.2 (b), RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Subestación CERTEGUI (115kV/34,5/13,2 Kv)

La subestación, perteneciente al sistema DISPAC, cuenta con una barra de 115 KV al cual llevan dos líneas de 115 KV una proveniente de la subestación Huapango y otra proveniente de la subestación La Virginia y sale una línea de 115 KV hacia la subestación Istmina, a esta barra se conectan dos transformadores, uno de 8 MVA 115/13,2 KV que alimenta un barraje de 13,2 KV del cual dependen 1 banco de condensadores y 2 circuitos de 13,2 KV y servicios auxiliares, el otro es un transformador de 17 MVA 115/34,5 KV , cuya salida es una línea de 34,5 KV que va hacia la subestación Istmina.

Portón de acceso a la subestación y malla perimetral de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

Se evidencia en malla interna cerramiento bahía de equipos que no hay señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y le faltan colas de puesta a tierra evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 8 (g),

Las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

En el cuarto de batería se encontró un cable expuesto sobre piso y estructura metálica del banco de batería sin aterrizar, lo que no están de acuerdo a la clasificación del área,. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).

No se cuenta con identificación de fases con colores en los cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Se encuentra en el piso área de patio subestación piedra de rio no homogénea y contaminada en varias partes, la cual evidentemente no cumple con su función, evaluado según RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

No se evidencio la existencia de cajas de inspección sistema puesta a tierra, evaluado según RETIE Art 15.1 (d)

Seccionador A121 brazo y articulación desalineada, demasiado antiguo, los conectores con tornillería con mucho oxido, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Los transformadores TI-12 con conectores en mal estado, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

La estructura metálica que soporta los cables de potencia del lado de 13,2 KV del transformador, sin puesta a tierra, evaluado según RETIE Art 15

En mal estado conectores de conexión al pararrayo de salida línea 115 KV a Istmina, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

La estructura de soporte seccionador de línea L137 sin puesta a tierra, evaluado según RETIE Art 15

En el interruptor L-130 salida a Istmina, los gabinetes de control y mando sin aterrizaje, evaluado según RETIE Art 15

Cuatro estructuras del pórtico sin aterrizar evaluado según RETIE Art 15
Conectores de seccionados de línea No L-147 en mal estado, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

La silicagel del cambiador de tomas del transformador de potencia presenta humedad, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Faltan puestas a tierra en puerta y cerramiento banco de condensadores de 13,2 kV, evaluado según Retie articulo 23,1, e, q y RETIE Art 15

En pórtico de salida línea de 115 KV , las retenidas incluidas las que dan a la parte externa de la subestación se encuentran sin aislador tensor, lo que representa evidente riesgo a potenciales transeúntes

En estructura circuito de salida de 13,2 KV , con bajante a tierra conectado sin conector certificado para tal fin, evaluado según RETIE Art 15

La puerta de acceso metálica al cerramiento del banco de condensadores en media tensión desprendida, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidencia fuga de aceite en planta de emergencia, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Puerta de acceso al cuarto planta de emergencia sin aterrizar evaluado según), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15

Se requiere limpieza general equipos de patio subestación (incluye aisladores) evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Falta cola puesta a tierra interruptor L130, evaluado según RETIE ART 23.1 q, r, RETIE Art 15, RETIE 16.3.2

Falta acrílico que protege señalización de posición de interruptor L110, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

No se evidencian pruebas efectuadas a transformadores de corriente bahía transformador de 115 KV, son de mucha antigüedad y se requiere efectuar pruebas para conocer su estado operativo, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere hacer mantenimiento a conectores transformadores de potencial barra de 115 KV, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere mantenimiento mayor de seccionadores de 115 KV, A121, L131 y L147, dos de ellos desalineados, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere mantenimiento seccionador LH17, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se requiere mantenimiento en estructura metálica interruptor LH10 y falta cola puesta a tierra una de las patas de la estructura evaluado según RETIE Art 15, RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Visita a Circuitos

Se visitó una parte del circuito No 1 de Istmina , sector SAN AGUSTIN y CACHACAL, muy a pesar que una parte en Cachacal se podría considerar subnormal , DISPAC realizo una extensión de redes primarias en posteria en fibra e instalo al final un nuevo transformador para atender la zona y los usuarios cuentan con medida individualizada .

Poste con transformador ubicado en esquina pegado a la vivienda incumpliendo distancias de seguridad coordenadas N 05 grados, 09.281 minutos y O 076 grados 41.280 minutos , RETIE Art. 13.1, RETIE Tabla 13.1, RETIE Figura 13.

Se requiere mantenimiento en aisladores y cajas primarias en estructura media tensión, según la comunidad se presentan muchos disparos por sobrecorrientes causadas por descargas atmosféricas se lo solicita a la empresa revisar el tema y si es del caso proceder a la instalación de pararrayos , Coordenadas N 05 grados. 9.246 minutos y O 076 grados, 41.321 minutos, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció la existencia de postes de madera en muy mal estado que requieren su cambio, entre ellos el del usuario matricula No 171851975 María Elvira López, la cual envió un derecho de petición con fecha del 7 de julio del 2014 solicitando el cambio del poste que pone en riesgo tanto al usuario como transeúntes, a la fecha no se ha solucionado la petición, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció la instalación de postes nuevos por parte de DISPAC en fibra, que no cumplen con la profundidad de enterramiento requerido, RETIE Art. 20.17.2 (d)

Se evidencia la existencia de cajas de abonado abiertas y en mas estado, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se visitó en la localidad de la Y vía Ismina- Certegui lo siguientes:

Cruce de circuitos de 13,2 Kv sobre bomba de gasolina relativamente nueva, incumpliendo RETIE articulo 13, Art 13.1, tabla 13.1, figura 13.1

Cruce muy peligroso de línea de 115 KV (Certequi-Istmina) sobre varias viviendas y acercamiento a edificio, incumpliendo RETIE artículo 13, Art 13.1, tabla 13.1, figura 13.1

Se visitó parte del circuito 2 de CERTEGUI, barrio candelaria, una de las partes visitadas era considerada subnormal, pero DISPAC instaló medida individual a todos los usuarios a los cuales les revisamos las redes y se encontró lo siguiente:

Se evidencia la existencia de cajas de abonado abiertas y en mal estado, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció la existencia de postes de madera en mal estado que requieren su cambio inmediato pues ponen en riesgo la vida del usuario como la de transeúntes, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se visitó una calle normalizada totalmente, donde las acometidas están muy bajas impidiendo en libre tránsito vehicular, teniendo la empresa la posibilidad de utilizar postes en buen estado en el lado opuesto de la vía para llevar adecuadamente las acometidas. Evaluado según RETIE Art.13.

Se visitó parte de los circuitos Norte y medrano 2 , en el registro fotográfico anexo se pueden observar las coordenadas de los puntos mas críticos encontrados:

Se evidenció la existencia de postes de madera en mal estado que requieren su cambio pues ponen en riesgo la vida del usuario como la de transeúntes, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidencia la existencia de cajas de abonado abiertas y en mal estado, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Cruce de circuitos de 13,2 Kv sobre viviendas o con acercamientos a edificaciones , se observa esta situación en sitios donde los predios privados no invadieron el espacio público incumpliendo RETIE artículo 13, Art 13.1, tabla 13.1, figura 13.1

Se observa algunos acercamientos de la vegetación a las redes, evaluado según RETIE Art 13, RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció mucha contaminación en las estructuras de media tensión principalmente en aislamiento, cajas primarias, pararrayos, buje de reconectores y transformadores, evaluado según, RETIE Art 25.8 y Art 27.5

Se evidenció la existencia de postes en concreto desaplomados, evaluado según RETIE Art 25.8 y Art 27.

Se evidenció la existencia de bajantes de pararrayos que protegen transformadores sin conexión a tierra, evaluado según RETIE Art 15 , RETIE art 16.3, RETIE Art 25.8 y Art 27.

En general en los circuitos de media tensión visitados se pudo apreciar mucha contaminación de aislamiento y protecciones, cajas de abonados abiertas y en mal estado, en mas de un 50% la existencia de postes de concreto con una vida útil cumplida de mas de 25 años, los cuales deben ser objeto de un intensivo programa de reposición, pues cuando empiecen a evidenciar fallas estructurales, se puede colocar en

riesgo la confiabilidad y calidad del servicio en su sistema, además tampoco se esta cumpliendo con la distancia máxima que deben cumplir la ubicación de los pararrayos con respecto a los bujes del equipo a proteger, en incumplimiento del RETIE. Art. 20.14.2 (f),(d) , RETIE Art.24.3 , (c). (i), (j)

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Estructura del Mercado

4.1.1. Cantidad de Suscriptores

Tabla 4.1.1. Cantidad de Suscriptores

| Sector | Número de suscriptores | Participación |
|-----------------------------|------------------------|---------------|
| Total Residencial | 68.239 | 93.5% |
| Total No Residencial | 4.747 | 6.5% |
| Total Suscriptores | 72.986 | 100.0% |

Fuente: Informe de Gestión DISPAC

En la Tabla anterior se observa que el número de suscriptores de la Empresa DISPAC S.A. E.S.P. para el año 2014 es de 72.986, de los cuales el 93.5% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales por estrato 2014

| Estrato | Número de suscriptores | Participación |
|-----------|------------------------|---------------|
| Estrato 1 | 59.912 | 87.8% |
| Estrato 2 | 5.623 | 8.2% |
| Estrato 3 | 2.697 | 4.0% |
| Estrato 4 | 7 | 0.0% |
| Estrato 5 | 0 | 0.0% |
| Estrato 6 | 0 | 0.0% |

Fuente: Informe de Gestión DISPAC

De la Tabla 4.1.2. se concluye que el 87.8% de los usuarios pertenece al estrato 1, el 8.2% al estrato 2 y el 4.0% al estrato 3.

Tabla 4.1.3. Número de Usuarios No Residenciales por estrato 2014

| Sector | Número de usuarios | Participación |
|-------------------|--------------------|---------------|
| Industrial | 109 | 0.0% |
| Comercial | 3.883 | 81.8% |
| Oficial | 682 | 14.4% |
| Otros | 73 | 1.5% |

Fuente: Informe de Gestión DISPAC

En la Tabla anterior se puede ver que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 81.8% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial con el 14.4%. El menor porcentaje corresponde a otros con el 1.5%.

4.2. Consumos

Tabla 4.2.1. Consumo de Kwh Por Sector

| Sector | KwH | Participación |
|-----------------------------|-------------|---------------|
| Total Residencial | 103.151.196 | 69.2% |
| Total No Residencial | 4.5962.056 | 30.8% |
| Total Suscriptores | 149.113.252 | 100.00% |

Fuente: SUI

En la Tabla 4.2.1. se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa DISPAC para el año 2014 es de 149.113.252 Kwh, de los cuales el 69.2% corresponde al sector residencial, y el restante 30.8% corresponde al no residencial.

Tabla 4.2.2. Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

| Estrato | KwH | Participación |
|------------------|------------|---------------|
| Estrato 1 | 84.249.057 | 81.7% |
| Estrato 2 | 11.741.208 | 11.3% |
| Estrato 3 | 70.95.176 | 6.9% |
| Estrato 4 | 62.323 | 0.1% |
| Estrato 5 | 0 | 0.0% |
| Estrato 6 | 3.432 | 0.0% |

Fuente: SUI

De la Tabla anterior, se concluye que el 81.7% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 1, el 11.3% a usuarios del estrato 2, y el 6.9% a usuarios del estrato 3.

Tabla 4.2.3. Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

| Sector | KwH | Participación |
|-------------------|------------|---------------|
| Industrial | 685.244 | 1.5% |
| Comercial | 26.229.722 | 57.1% |
| Oficial | 12.955.362 | 28.2% |
| Otros | 6.091.728 | 13.2% |

Fuente: SUI

En la Tabla 4.2.3. se observa que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 57.1% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial con el 28.2%.

4.3. Tarifas

4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios- CU

El Costo Unitario de Prestación de Servicios (CU), para 2013 y 2014 de la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., para algunos periodos de estas vigencias da aplicación a la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 y en otros utiliza la opción tarifaria a través de la Resolución CREG 168 de 2008 ampliada en términos por la Resolución CREG 057 de 2014.

El Ministerio de Minas y Energía, a la fecha no ha incluido el prestador en ninguna área de distribución. La gráfica 4.3.1.a, muestra el comportamiento del CU para las vigencias 2013 y 2014, calculada con la Resolución del año 2007:

Gráfica 4.3.1.a Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, 2013 -2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

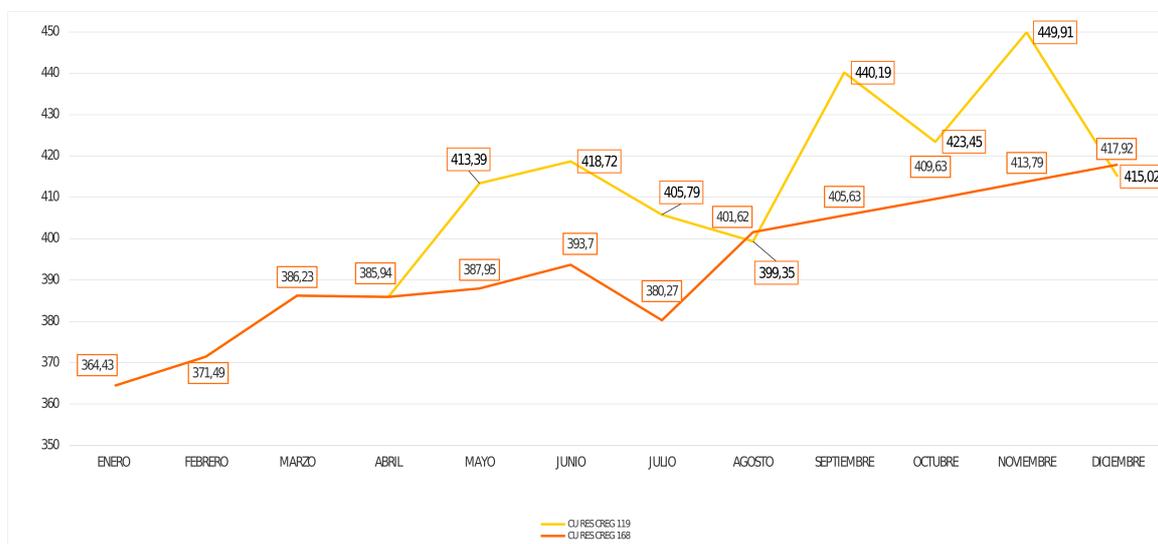
Durante el año 2014, el valor promedio del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU del Nivel de Tensión 1, tuvo un incremento del 5.9%, al pasar de 372.48 \$/kWh en el año 2013, a 394.66 \$/kWh en el año 2014, explicado principalmente por el incremento en el componente del costo de compras de energía, y a los altos precios de las compras en la Bolsa de Energía.

Para diciembre del año 2014, el valor del CU fue de 394.66 \$/kWh discriminado de la siguiente manera:

La gráfica anterior, indica que durante el 2014, el CU promedio del prestador alcanzó los 406.16 \$/kWh, esto es, 33.81 \$/kWh por encima del CU promedio de la vigencia 2013 que era de 372.35 \$/kWh.

A continuación se compara el Costo Unitario de Prestación del Servicio CU, calculado a través de la metodología de la Resolución CREG 119 de 2007 y a partir de mayo bajo las dos resoluciones, el valor del CU aplicado a partir del quinto mes corresponde a lo calculado por el prestador con la metodología de la Resolución CREG 168 de 2008 ampliada en términos por la Resolución CREG 057 de 2014, el cual se encuentra en la gráfica 4.3.1.b.

Gráfica 4.3.1.b. Comparación Cálculo del Costo Unitario de Prestación de Servicio Resolución CREG 119 de 2007 y Resolución CREG 168 de 2008



Fuente: Información Publicada por la ESP

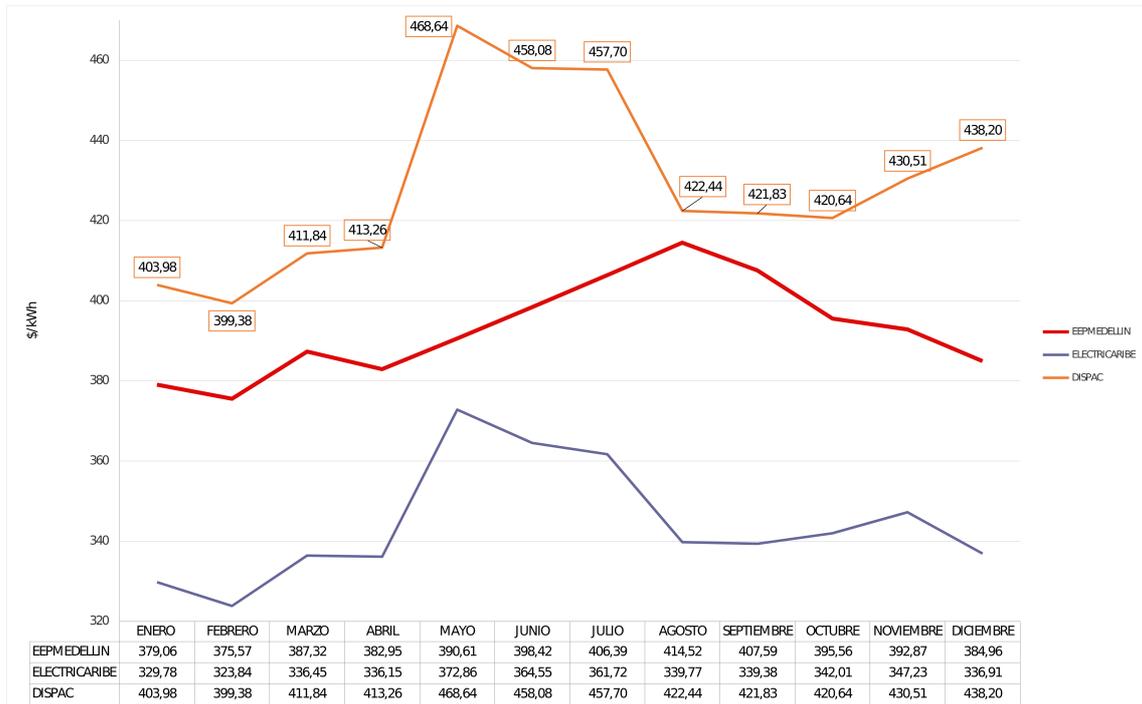
De la gráfica anterior, se obtiene que el promedio del CU calculado con la Resolución CREG 168 de 2008, para el 2014, es de 393,22 \$/kWh, lo cual indica que el valor promedio aplicado a los usuarios es menor que el calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, que se había registrado en párrafos anteriores.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a otros operadores durante el 2014

Ante la no inclusión del prestador en ninguna Área de Distribución - ADD, en este numeral se compara el valor del CU de la empresa con la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. y Empresas Públicas de Medellín E.S.P., dada la cercanía de los mercados del Chocó y Antioquía Unificado.

El valor del CU de las empresas mencionadas se muestra en la gráfica 4.3.2.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios DISPAC, Enertolima y Electricaribe 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las E.S.P.

A lo largo del 2014, el valor del CU promedio de DISPAC supera los 35.89 \$/kWh con respecto al valor del CU de E.P. Medellín y en 84.65 \$/kWh con el valor promedio de Electricaribe.

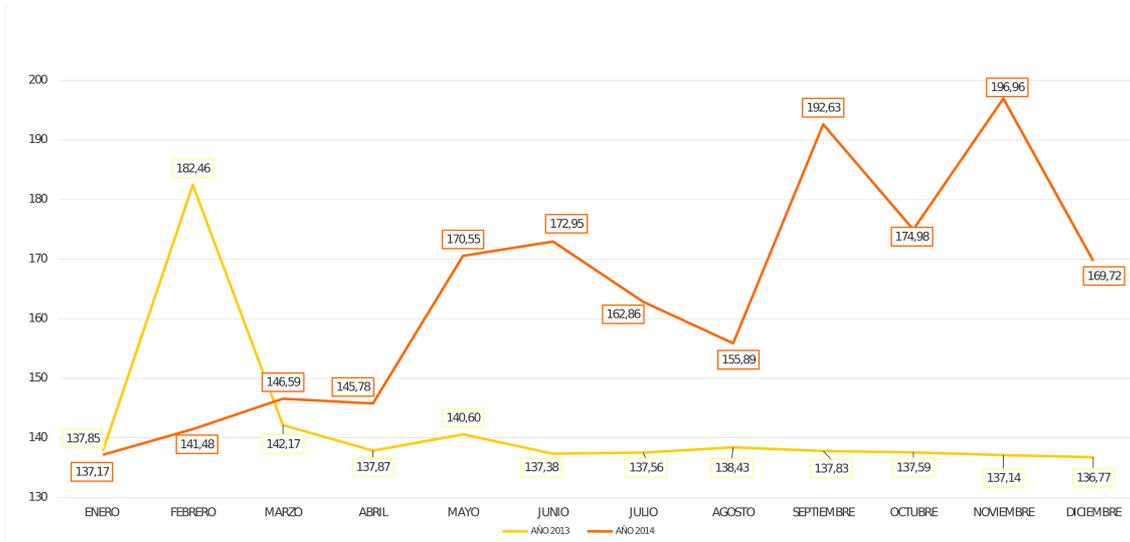
4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2013 – 2014

A continuación se efectúa un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del CU.

4.3.3.1. Componente Generación

Durante la vigencia del 2014, el valor promedio de la compra de energía se situó en 163.96 \$/kWh, es decir, en promedio superó al valor de la compra en 21.99 \$/kWh con respecto al 2013, los meses con mayores incrementos son los meses de septiembre y noviembre de 2014 alcanzando un incremento del 39.76% y 43.62% respectivamente, estos aumentos los muestra la gráfica 4.3.3.1. a.

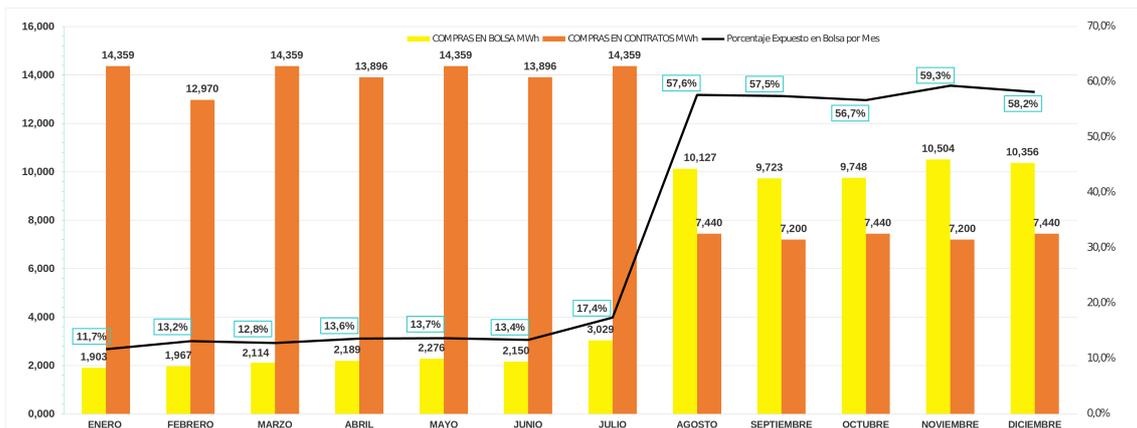
Gráfica 4.3.3.1.a. Comportamiento de la Compra de Energía 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

La siguiente gráfica relaciona las compras en bolsa y en contratos por parte de DISPAC, de la gráfica se infiere que la empresa durante el 2014 presentó una exposición a bolsa promedio que alcanzó el 32,9%, esto dado que adquirió energía en las dos modalidades por 201 MWh de las cuales 66,09 MWh, fue adquirida en bolsa, presentando la más alta exposición en noviembre de 2014 acorde con los datos que presenta el operador del mercado en su portal.

Gráfica 4.3.3.1.b. Compra de Energía Mercado Regulado – 2014



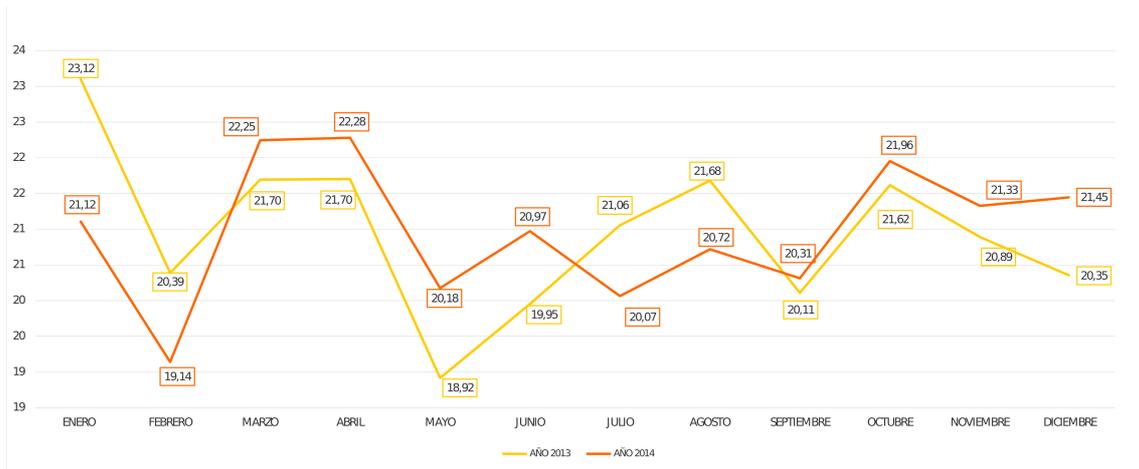
Fuente: XM S.A. E.S.P.

4.3.3.2. Componente Transmisión

De conformidad con la Regulación vigente, este componente es calculado por Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) acorde con lo señalado en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y Resolución CREG 157 de 2012, es un valor único para todos los comercializadores del SIN.

La gráfica 4.3.3.2., muestra el comportamiento del componente de transmisión donde se registra un promedio de 20.98 \$/kWh el cual supera en 0.1% el valor promedio del componente en el 2013 con valor de 20.95 \$/kWh.

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión 2013 – 2014

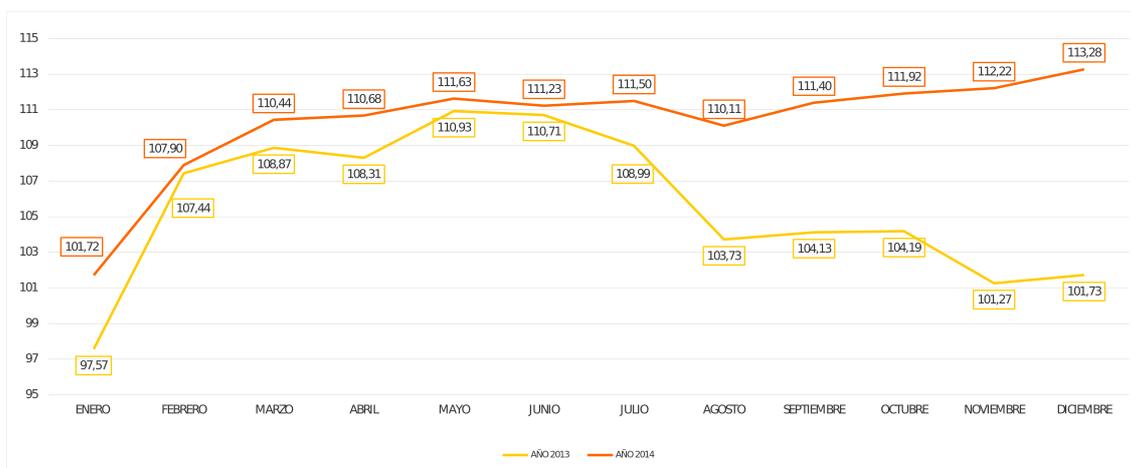


Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. E.S.P.

4.3.3.3. Componente Distribución D

En la gráfica 4.3.3.3., se observa el valor aplicado por la empresa por mes durante 2013 y 2014 para el componente de distribución.

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP -

Los cálculos de este componente deben dar cumplimiento a lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía (CREG) en la Resolución CREG 119 de 2007 y la Resolución CREG 097 de 2008.

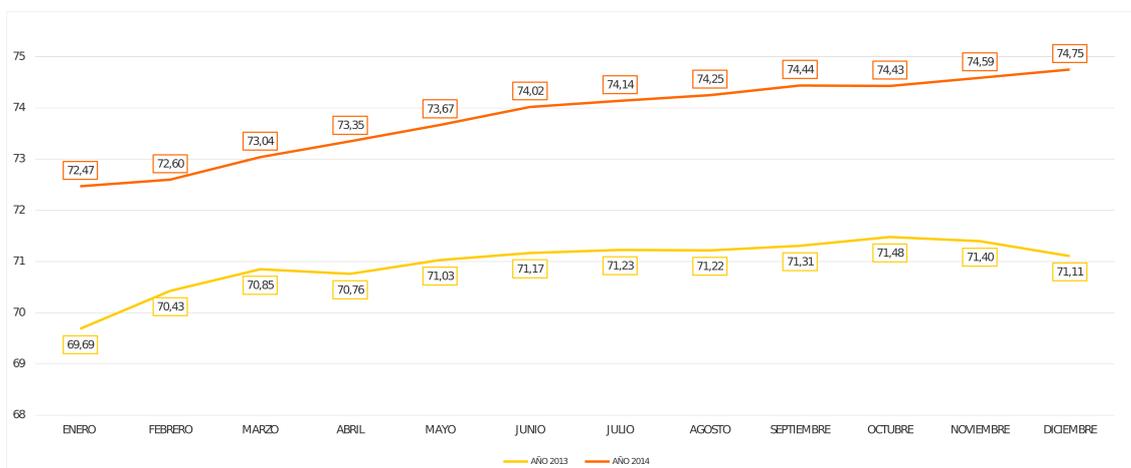
En términos generales, el componente de distribución es superior a los valores cobrados durante la vigencia del 2013, lo cual indica que en promedio lo supero en 4,68 \$/kWh, esto es, incremento del 4.43%.

Cabe mencionar que mediante radicado SSPD No. 201452902170422 del 30 de abril de 2014, la empresa remitió el cálculo del Porcentaje de Administración Operación y Mantenimiento a reconocer (PAOMR), acorde con lo dispuesto en la Resolución 051 de 2010 y a la Circular 013 de 2012. Copia de esta actualización y/o del valor fue puesto en conocimiento de los usuarios de DISPAC, en la publicación de las componentes y tarifas del mes de mayo de 2014, información observada en el oficio con radicado SSPD No. 20145290276782 del 28 de mayo de 2014.

4.3.3.4. Componente Comercialización C

La gráfica 4.3.3.4., permite observar el comportamiento del componente de comercialización del prestador de las vigencias 2013 y 2014 .

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

En términos generales se observa que el valor del componente de comercialización, mes a mes se incrementa, esto es, mantiene una tendencia al alza durante todo el 2014, que corresponde a 4,0%; esto es 2.84 \$/kWh por encima del promedio del 2013.

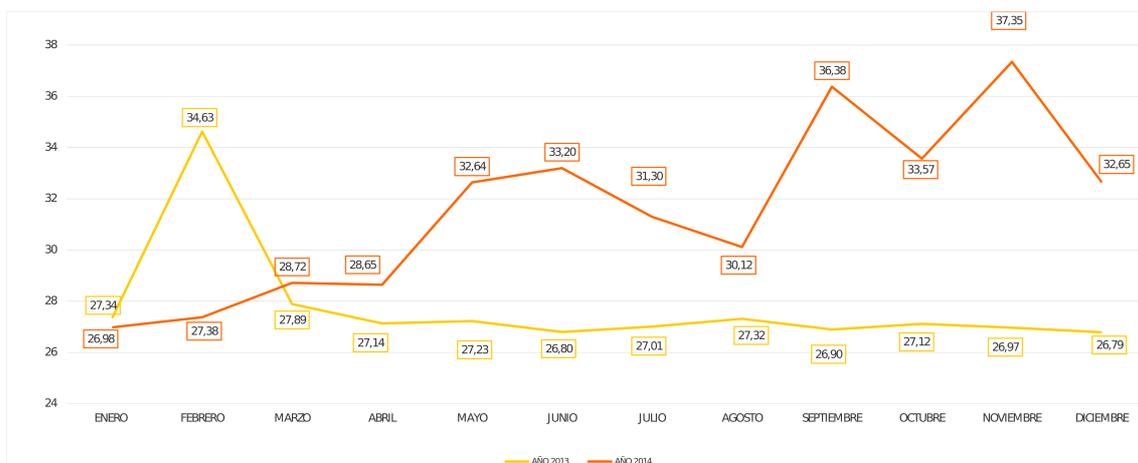
Sobre este componente, la CREG expidió la Resolución CREG 180 de 2014, en la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Ante la expedición de la norma anterior, se ajusta la Resolución CREG 119 de 2007 por medio de la Resolución CREG 191 de 2014, la cual se aplicará cuando el costo base de comercialización, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales, y el riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales sean aprobados vía Resolución particular por la CREG.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

La gráfica 4.3.3.5., contiene el valor en \$/kWh, del componente de pérdidas de las vigencias 2013 y 2014:

Gráfica 4.3.3.5. Comportamiento del Componente de Pérdidas Años 2013 - 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

La fórmula de este componente, depende del comportamiento de las componentes de generación y transmisión, por tanto la afectación de las mismas se trasladan a este componente; en términos generales durante enero y febrero del 2014 el valor es menor que el valor que asignado en estos mismos meses del 2013 y desde marzo hasta diciembre de 2014 su tendencia es al alza, no obstante entre agosto y diciembre de la vigencia 2014 su valor presentan un valor oscilatorio.

4.3.3.6. Componente de Restricciones

El comportamiento oscilante de las restricciones en el 2014, se observa en la gráfica 4.3.3.6., en el cual se aprecian los costos asignados por efectos de la generación de energía en el SIN para que este opere de manera segura y que le fue asignado a DISPAC:

Gráfica 4.3.3.6. Comportamiento del Componente de Restricciones Años 2013 - 2014



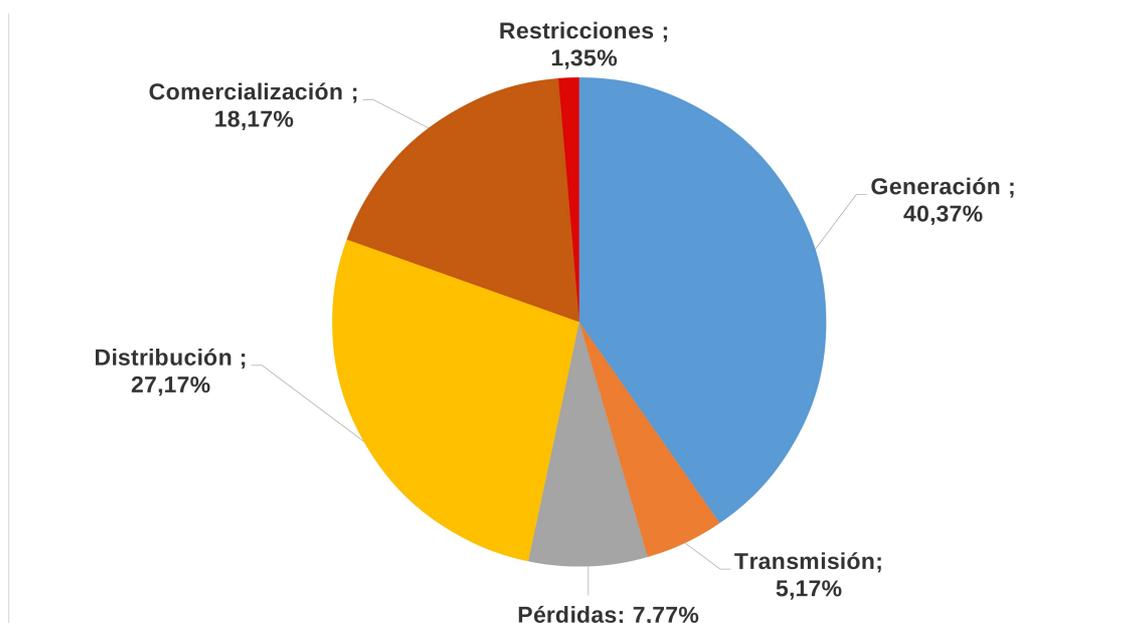
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

En promedio el valor de las restricciones asignadas al prestador corresponden a 5.48 \$/kWh del 2014, siendo estas superiores en 0.44\$/kWh con respecto al valor de 2013 lo cual corresponde a un incremento del 8.81%.

4.3.4. Porcentaje de participación por componente en el CU

La gráfica 4.3.9., contiene la participación promedio por componente dentro del CU aplicado mes a mes, para el servicio de energía eléctrica de DISPAC durante el 2014.

Gráfica 4.3.4. Participación de Componentes en el CU promedio de la Empresa



Fuente: Publicación de Tarifas de la E.S.P.

En el CU promedio 406.16 \$/kWh para el año 2014, las componentes de compra de energía, distribución y comercialización alcanzan una participación del 85,71%.

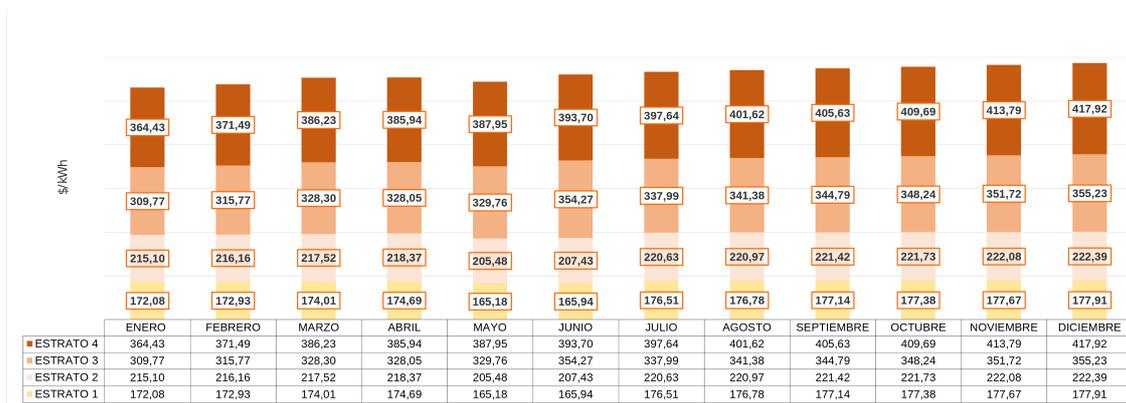
Se destaca que dentro de las empresas del SIN, el componente de distribución tienen una de las participaciones más bajas, alcanzando en su promedio un valor de 110.33 \$/kWh.

Se requirió a la empresa información detallada de los insumos utilizados, para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU, esta información será objeto de análisis en el segundo semestre de 2015, en el cual se verificará la aplicación por parte del prestador de la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de los años 2013, 2014 y 2015.

4.3.5. Evolución de las Tarifas del año 2014

La gráfica 4.3.5., presenta las tarifas publicadas y aplicadas por el prestador durante el año 2014 para el sector residencial para los estratos 1, 2, 3, y 4.

Gráfica 4.3.5. Tarifas por Estratos 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la E.S.P.

En términos generales, se observa un crecimiento de la tarifa del estrato 4 entre los meses de enero y diciembre de 14.68%, que corresponde a un valor de 53,49 \$/kWh.

Por otra parte, el incremento de las tarifas de estrato 1 y 2 obedecen a la aplicación de lo determinado por el Gobierno Nacional en el artículo 1 de Ley 1428 de 2010 y abordada por la CREG en la Resolución CREG 186 de 2010, en la cual indica que la aplicación de subsidios al Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU a partir de enero de 2007 y hasta diciembre del año 2014, debe hacerse de tal forma que el incremento a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, IPC.

4.4. Usuarios de Áreas Especiales

Tabla 4.4.1. Usuarios de Áreas Especiales

| MUNICIPIOS | USUARIOS URBANOS SIN | USUARIOS RURALES SIN | TOTAL USUARIOS SIN | USUARIOS SUBNORMALES SIN | ARMD | % de ARMD sobre USUARIOS RURALES | ZDG | TOTAL ÁREAS ESPECIAL | % USUARIOS ÁREAS ESPECIAL |
|----------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------------|--------------|----------------------------------|-------------|----------------------|---------------------------|
| Quibdó | 38.851 | 1.445 | 40.296 | 1.013 | 1.158 | 80,10% | 552 | 2.723 | 6,80% |
| Atrato | 676 | 660 | 1.336 | 7 | 542 | 82,10% | 71 | 620 | 46,40% |
| Bagadó | 760 | 143 | 903 | 11 | 118 | 82,50% | 55 | 184 | 20,40% |
| Cantón de San Pablo | 763 | 691 | 1.454 | 71 | 189 | 27,40% | 153 | 413 | 28,40% |
| Certegui | 1.130 | 66 | 1.196 | 26 | 66 | 100,00% | 137 | 229 | 19,10% |
| Condoto | 3.146 | 857 | 4.003 | 90 | 484 | 56,50% | 39 | 613 | 15,30% |
| Istmina | 8.914 | 1.105 | 10.019 | 402 | 267 | 24,20% | 265 | 934 | 9,30% |
| Lloró | 818 | 340 | 1.158 | 11 | 267 | 78,50% | 67 | 345 | 29,80% |
| Medio Baudó (Boca De Pepe) | 267 | 742 | 1.009 | 2 | 107 | 14,40% | 479 | 588 | 58,30% |
| Medio San Juan | 905 | 142 | 1.047 | 50 | 58 | 40,80% | 334 | 442 | 42,20% |
| Nóvita | 966 | 397 | 1.363 | 47 | 229 | 57,70% | 754 | 1.030 | 75,60% |
| Río Iró | 475 | 633 | 1.108 | 50 | 402 | 63,50% | 194 | 646 | 58,30% |
| Río Quito | 434 | 755 | 1.189 | 10 | 588 | 77,90% | 88 | 686 | 57,70% |
| Tadó | 3.728 | 1.304 | 5.032 | 104 | 971 | 74,50% | 95 | 1.170 | 23,30% |
| Unión Panamericana | 901 | 972 | 1.873 | 41 | 174 | 17,90% | 921 | 1.136 | 60,70% |
| TOTAL | 62.734 | 10.252 | 72.986 | 1.935 | 5.620 | 54,80% | 4204 | 11.759 | 16,10% |

Fuente: Elaborado con base en información SUI

De la tabla anterior se puede concluir lo siguiente:

El municipio de Quibdó posee el 55.2% del total de usuarios de la empresa.

Los municipios de Quibdó, Condoto, Istmina y Tadó constituyen el 81.3% del total de usuarios de la empresa.

En los municipios que atiende DISPAC S.A. E.S.P., el 86% de los usuarios (72.986) están en la cabecera municipal, mientras que el 14% pertenecen a las áreas rurales. Sin embargo varios municipios tienen grandes porcentajes de usuarios en el área rural, como Atrato y Cantón de San Pablo, y otros municipios donde incluso los usuarios rurales son superiores a los urbanos, tales como Medio Baudó, Río Iró, Río Quito y Unión Panamericana.

De otra parte, el total de usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas especiales es de 11.759, de los cuales el 47.8% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el 35.8% en Zonas de Difícil Gestión, y el restante 16.4% son usuarios de barrios subnormales.

Cabe destacar que en los municipios de Quibdó, Atrato, Bagadó y Certegui los usuarios de áreas Urbanas de Menor Desarrollo constituyen más del 80% del Total de las áreas Rurales, lo que muestra la alta situación de vulnerabilidad en esta región.

Tabla 4.4.2. Cobertura del Servicio de Energía Área Urbana

| Municipio | Usuarios Urbanos SIN | Usuarios Urbanos ZNI | Usuarios Urbanos | Viviendas Urbanas | ICEE Urbana |
|----------------------------|----------------------|----------------------|------------------|-------------------|---------------|
| Quibdó | 38.851 | 0 | 38.851 | 38.967 | 99,70% |
| Atrato | 676 | 0 | 676 | 807 | 83,70% |
| Bagadó | 760 | 0 | 760 | 760 | 100,00% |
| Cantón de San Pablo | 763 | 0 | 763 | 847 | 90,10% |
| Certegui | 1.130 | 0 | 1.130 | 1.513 | 74,70% |
| Condoto | 3.146 | 0 | 3.146 | 3148 | 99,90% |
| Istmina | 8.914 | 0 | 8.914 | 8.916 | 100,00% |
| Lloró | 818 | 0 | 818 | 818 | 100,00% |
| Medio Baudó (Boca De Pepe) | 267 | 0 | 267 | 268 | 99,60% |
| Medio San Juan | 905 | 855 | 1.760 | 1.760 | 100,00% |
| Nóvita | 966 | 0 | 966 | 969 | 99,70% |
| Río Iró | 475 | 0 | 475 | 476 | 99,80% |
| Río Quito | 434 | 0 | 434 | 541 | 80,30% |
| Tadó | 3.728 | 0 | 3.728 | 3.728 | 100,00% |
| Unión Panamericana | 901 | 0 | 901 | 1.004 | 89,70% |
| TOTAL | 62.734 | 855 | 63.589 | 64.522 | 98,60% |

Fuente: Elaborado con base en información SUI y DANE

Tabla 4.4.3. Cobertura del Servicio de Energía Área Rural

| MUNICIPIO | Usuarios Rurales SIN | Usuarios Rurales ZNI | Usuarios Rurales | Viviendas Rurales | ICEE Rural |
|----------------------------|----------------------|----------------------|------------------|-------------------|---------------|
| Quibdó | 1.445 | 1847 | 3.292 | 3.294 | 99,90% |
| Atrato | 660 | 0 | 660 | 1.459 | 45,20% |
| Bagadó | 143 | 273 | 416 | 1.176 | 35,40% |
| Cantón de San Pablo | 691 | 190 | 881 | 1.021 | 86,30% |
| Certegui | 66 | 0 | 66 | 846 | 7,80% |
| Condoto | 857 | 112 | 969 | 1.074 | 90,20% |
| Istmina | 1.105 | 211 | 1.316 | 1.318 | 99,80% |
| Lloró | 340 | 650 | 990 | 1.724 | 57,40% |
| Medio Baudó (Boca De Pepe) | 742 | 2.062 | 2804 | 2.804 | 100,00% |
| Medio San Juan | 142 | 1.539 | 1.681 | 2.518 | 66,80% |
| Nóvita | 397 | 219 | 616 | 1.453 | 42,40% |
| Rio Iró | 633 | 782 | 1.415 | 1.852 | 76,40% |
| Rio Quito | 755 | 1.770 | 2.525 | 2.525 | 100,00% |
| Tadó | 1.304 | 0 | 1.304 | 1.478 | 88,30% |
| Unión Panamericana | 972 | 100 | 1.072 | 1.211 | 88,50% |
| TOTAL | 10.252 | 9.755 | 20.007 | 25.752 | 77,70% |

Fuente: Elaborado con base en información SUI y DANE

Tabla 4.4.4. Total Cobertura del Servicio de Energía

| Municipio | Total Usuarios | Total Viviendas | ICEE Total |
|----------------------------|----------------|-----------------|---------------|
| Quibdó | 42.143 | 42.261 | 99,70% |
| Atrato | 1.336 | 2.266 | 59,00% |
| Bagadó | 1.176 | 1.936 | 60,70% |
| Cantón de San Pablo | 1.644 | 1.868 | 88,00% |
| Certegui | 1.196 | 2.359 | 50,70% |
| Condoto | 4.115 | 4.222 | 97,50% |
| Istmina | 10.230 | 10.234 | 100,00% |
| Lloró | 1.808 | 2.542 | 71,10% |
| Medio Baudó (Boca De Pepe) | 3.071 | 3.071 | 100,00% |
| Medio San Juan | 3.441 | 4.278 | 80,40% |
| Nóvita | 1.582 | 2.422 | 65,30% |
| Rio Iró | 1.890 | 2.328 | 81,20% |
| Rio Quito | 2.959 | 3.066 | 96,50% |
| Tadó | 5.032 | 5.204 | 96,70% |
| Unión Panamericana | 1.973 | 2.216 | 89,10% |
| TOTAL | 83.596 | 90.271 | 92,60% |

Fuente: Elaborado con base en información SUI y DANE

4.5. Nivel de Pérdidas

Para el año 2014 la gestión de reducción de pérdidas de energía del comercializador, muestra una disminución al alcanzar un índice del 19.9% inferior al 21.0% del año 2013.

Con el objeto de reducir el Índice de Pérdidas de Energía se han adelantado los proyectos de instalación del Sistema de Gestión y Medición Remota, la intervención de circuitos con altas pérdidas, instalación de macromedición, revisión de usuarios con desviaciones significativas o consumos bajos, legalización de usuarios con irregularidades y remodelación de redes.

4.6. Subsidios y Contribuciones

De la información certificada por el prestador, el balance entre subsidios y contribuciones del año 2014, muestra que la empresa es deficitaria en \$14.441 millones de pesos, dado el valor de subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y las contribuciones recaudadas de los usuarios industriales, comerciales y otros, tal como se detalla en la tabla siguiente.

Tabla 4.6.1. Balance de Subsidios y Contribuciones 2014

| ESTRATO | Valor \$ |
|-----------------------------|-----------------------|
| Estrato 1 | 14.950.684.240 |
| Estrato 2 | 1.401.477.195 |
| Estrato 3 | 242.517.543 |
| Total Subsidios | 16.594.678.978 |
| Industrial | 53.223.042 |
| Comercial | 1.982.645.944 |
| Otros | 118.015.677 |
| Total Contribuciones | 2.153.884.663 |

Fuente: SUI

En correspondencia con lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, a través del oficio SSPD No. 20155290280392, valido en firme la información del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – (FSSRI), para el cuarto trimestre de 2014 de la empresa, e indica que la empresa acumula un déficit a 30 de diciembre de 2014 por \$998.353.658.

4.7. Exposición en Bolsa

Para el periodo de enero a julio de 2014 se tenía una exposición a bolsa del 10%, y un 90% se tenía cobertura en contratos de compra de energía. El periodo de agosto a julio la exposición a bolsa ascendió al 58% ya que el contrato con GECELCA solo cubría el 42% de la demanda.

En el periodo comprendido entre enero y julio de 2014 se vendió en bolsa un porcentaje de la energía comprada ya que se contaba con tres contratos de compra de energía.

Para el periodo de agosto a diciembre de 2014 éste porcentaje disminuyó ya que solo se tenía un contrato de compra de energía.

Esta operación es acorde a los requerimientos de la demanda, la cual se complementa mediante compras de contratos de largo plazo. Las ventas en bolsa se originan por excedentes de energía disponibles en pequeñas fracciones horarias, se compra en bolsa cuando la demanda real es superior a la contratada y se vende cuando la demanda real es inferior a la contratada.

4.8. Recaudo y Cartera

4.8.1. Recaudo

Al cierre de la vigencia el indicador de recaudo incluida la cartera, mejora con respecto al 93.44% de la vigencia anterior, alcanzando el 97.13%, como resultado de una facturación por ventas de \$42.172 millones. Del total del recaudo, el recaudo corriente representa el 82.4%, el recaudo de cartera el 16.0% y los recursos del FOES el 1.6%.

4.8.2. Cartera

El monto de la cartera comercial vencida de DISPAC al finalizar el año 2014 fue de \$13.910 millones, valor que incluye \$4.088 millones, de alumbrado público, que corresponden al 29.4%.

La cartera comercial con antigüedad menor o igual a un año constituye el 31.5% del total.

De la cartera comercial de DISPAC a 31 de diciembre de 2014, superior a 1 año, el 63.0% tiene una antigüedad mayor a 5 años, y el 37% entre 1 y 5 años.

Durante el año 2014 se continuó con las acciones y programas, que han permitido mejorar los resultados de recaudo y de recuperación de cartera, dentro de los cuales se destacan:

Programa de Suspensión y Verificación de Usuarios morosos

- Gestión de Clientes destacados
- Proyecto de medidores Prepagos
- Plan de Incentivos y Plan Integral de Recuperación de Cartera

4.9. Nivel de Satisfacción

DISPAC S.A. E.S.P-, para medir el nivel de satisfacción del usuario contrató la encuesta NSU con la firma Estadística & Sociedad, la cual se aplicó a usuarios de los servicios públicos domiciliarios de los municipios de Quibdó, Istmina, Tadó, Condoto, Unión Panamericana, Yuto, Lloró, Rio Quito, Novita, Medio San Juan, Cértegui, Cantón de San Pablo, Rio Iró, Bagadó y Medio Baudó que realizan trámites en los puntos de atención DISPAC, aplicada entre noviembre y diciembre de 2014 para 1.337 usuarios.

Aspectos analizados:

ENERGIA: Aspectos relacionados con la prestación del servicio en la residencia.

FACTURA: Temas relacionados con el proceso de facturación y pagos.

OFICINA : Temas del servicio asociado con la infraestructura de la oficina.

PERSONAL: Aspectos asociados con la atención con el contacto con los funcionarios.

Análisis de los resultados obtenidos:

Aunque se evidencia mejora en la mayor parte de los aspectos analizados, se mantienen como variables con menor grado de percepción en los niveles de satisfacción los asociados con Servicio de Energía y Facturación en temas relacionados con la continuidad y estabilidad del servicio de energía en sus hogares, la facilidad para entender la factura, la exactitud de los cobros realizados, tiempo de entrega, fecha, cantidad y número de medios de pago. Se destacan como aspectos con mejoramiento los horarios de atención, el tiempo de atención, la comodidad, ubicación y la calidad de atención por parte de los responsables de atención.

4.10 Peticiones, Quejas y Reclamos

| CAUSAL | NÚMERO | % |
|---|-------------|---------------|
| Cobros por servicios no prestados | 219 | 3,7% |
| Falla en la prestación de servicio | 8 | 0,1% |
| Solidaridad | 2 | 0,0% |
| Pago sin abono a cuenta | 81 | 1,4% |
| Aforo | 1 | 0,0% |
| Medidor o cuenta cruzada | 6 | 0,1% |
| Alto consumo | 3031 | 51,8% |
| Cobros inoportunos | 13 | 0,2% |
| Condiciones de seguridad o riesgo | 165 | 2,8% |
| cobro de otros cargos de la empresa | 66 | 1,1% |
| Cobro de otros bienes o servicios en la factura | 7 | 0,1% |
| Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario | 4 | 0,1% |
| Estrato | 65 | 1,1% |
| subsidios y contribuciones | 41 | 0,7% |
| Suspension por mutuo acuerdo | 3 | 0,1% |
| Error de lectura | 88 | 1,5% |
| cobro multiple | 14 | 0,2% |
| Calidad del servicio | 338 | 5,8% |
| Entrega y oportunidad de la factura | 23 | 0,4% |
| Relacionada con cobros por promedio | 65 | 1,1% |
| Otras inconformidades | 1407 | 24,0% |
| Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación | 38 | 0,6% |
| Cambio de medidor o equipo de medida | 18 | 0,3% |
| Normalización del servicio | 148 | 2,5% |
| TOTAL | 5851 | 100,0% |

En el año 2014 se presentaron 5.851 reclamaciones y peticiones, de las cuales el 32.8% fueron resueltas a favor de usuario, y el 67.2% fueron resueltas a favor de la empresa.

El 51.8% de las quejas son por alto consumo.

El tiempo promedio de resolución de reclamaciones durante el año 2014 fue de 11 días, es decir, inferior a los 15 días hábiles estipulados en la ley.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

| INDICADORES DE GESTIÓN | Referente 2014 | Resultado | Observación |
|--------------------------------------|----------------|-----------|-------------|
| Margen Operacional | 21% | 5% | No cumple |
| Cobertura de Intereses- Veces | 20 | 17 | No cumple |
| Rotación de Cuentas por cobrar- Días | 56 | 49 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por pagar- Días | 26 | 10 | Cumple |
| Razón Corriente- Veces | 1.50 | 1,72 | Cumple |

Comparada la gestión financiera de la compañía con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014 de acuerdo con la Resolución CREG No. 072 de 2002, modificada por la Resolución No. 034 de 2004, se tiene que la empresa no cumple con 2 de los referentes calculados para el mercado, a saber: Margen Operacional y Cobertura de Intereses. De estos indicadores el más representativo por su bajo nivel es el Margen Operacional, que se encuentra 16 puntos porcentuales por debajo del referente establecido para el mercado

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se muestra en las tablas 1, 2 y 3 los formatos certificados, certificados como no aplica y pendientes del año 2014 por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

Tabla 6.1 Formatos certificados en el 2014

| AÑO | EMPRESA | FORMATOS CERTIFICADOS COMO NO APLICA |
|---|---|---|
| 2014 | EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P | 01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno |
| | | 02. Encuesta Evaluacion Sistema de Control Interno |
| | | 07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo |
| | | 12. Concepto Gral Evaluacion y Resultados |
| | | 17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión |
| | | 19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión |
| | | 20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo |
| | | 21. Indicadores de Nivel de Riesgo |
| | | BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395 |
| | | Comercializadores dentro del Mercado |
| | | COSTOS Y GASTOS ENERGIA |
| | | CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395 |
| | | CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395 |
| | | ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395 |
| | | FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395 |
| | | FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P |
| | | FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P |
| | | FORMATO 1 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P |
| | | FORMATO 1 - 480 ISAGEN |
| | | FORMATO 11 |
| | | FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO |
| | | FORMATO 13 |
| | | FORMATO 15 |
| | | FORMATO 16 |
| | | FORMATO 17 |
| | | FORMATO 18 |
| | | FORMATO 19 |
| | | FORMATO 2 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P |
| | | FORMATO 20 |
| | | FORMATO 21 |
| | | FORMATO 22 |
| | | FORMATO 23 |
| | | FORMATO 24 |
| | | FORMATO 3 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P |
| | | FORMATO 4 |
| | | FORMATO 5 |
| | | FORMATO 6 |
| | | FORMATO 8 |
| | | Formulario 1 - NIF : Clasificación Empresas Públicas |
| | | Formulario 10 |
| | | Formulario 2 - NIF : Plan de Acción Empresas Públicas 2014 |
| Formulario 7 | | |
| Formulario 9 | | |
| Formulario A1 - NIF: Preguntas para Clasificacion del Grupo y Generales | | |
| MATRIZ DE RIESGO ENERGIA | | |

Fuente: SUI

Tabla 6.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

| AÑO | EMPRESA | FORMATOS CERTIFICADOS COMO NO APLICA |
|-----------------------------------|---|--|
| 2014 | EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P | ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA |
| | | CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA |
| | | CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395 |
| | | CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395 |
| | | CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395 |
| | | FORMATO 14 |
| | | FORMATO 19 |
| | | FORMATO 25 |
| | | FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES |
| | | NOVEDADES PDF ENERGIA |
| | | ORGANIGRAMA PDF ENERGIA |
| VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA | | |

Fuente: SUI

Tabla 6.3 Formatos Pendientes por Cargar 2014

| AÑO | NOMBRE DE LA EMPRESA | TOPICO | PERIODICIDAD | PERIODO | FORMATO | ESTADO | APLICACION |
|------|---|--------|--------------|---------|---|-----------|-------------|
| 2014 | EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P | NSC | ANUAL | Anual | Medicion de Nivel de Satisfaccion del Cliente - | Pendiente | Formularios |

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el desarrollo de la visita se solicitó y recolecto finalmente información correspondiente a las áreas técnicas, comercial, tarifaria y financiera; la misma será objeto de estudio por el grupo de profesionales de cada una de ellas y se adelantaran las actuaciones administrativas a que haya lugar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

Viabilidad Financiera del Auditor de Gestión y Resultados (AEGR)

Para la presente vigencia se presentó una mayor tasa de crecimiento del costo de operación frente a los ingresos, arrojando pérdida operacional, sin embargo presenta utilidad en el ejercicio, por concepto de ingresos no operacionales, tiene unas proyecciones del estado de resultados y del flujo de caja positivos, lo cual significa que no presenta problemas de viabilidad financiera bajo estas condiciones. Por lo que de acuerdo al criterio de evaluación definido se concluye que existe viabilidad financiera en el corto plazo.

Técnicas

Se presentó desbalance de tensión por 0,6079%, lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13200 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Las sobretensiones estuvieron por el orden del 6% de la tensión nominal.

Para las fases A, B y C todos los armónicos de tensión cumplen el límite recomendado de 3% de la tensión fundamental (V_n) por la resolución CREG 065 de 2012.

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992 y la resolución CREG 065 de 2012, del 5%.

Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la NTC 1430.

No es posible evaluar parámetros de corrientes directos e indirectos tales como corrientes de fase, distorsiones armónicas de corriente, distorsiones de demanda, factor de potencia, dado que no se cuenta con cableado de núcleo de medida en transformadores de corriente.

Tomando como base los resultados obtenidos por el analizador de redes durante el período de medición, se tienen las siguientes anotaciones con relación al alcance del análisis de armónicos:

El mayor efecto de las corrientes y voltajes armónicas en las máquinas rotativas (inducción y sincrónicas) es el incremento de la temperatura debido a las pérdidas en el entrehierro y el cobre. Los componentes armónicos de voltaje afectarían la eficiencia de la máquina.

Los armónicos crean problemas sólo cuando interfieren con la operación propia del equipo, incrementando los niveles de corriente a un valor de saturación o sobrecalentamiento del equipo o cuando causan otros problemas similares. También incrementan las pérdidas eléctricas y los esfuerzos térmicos y eléctricos sobre los equipos.

En general, la presencia de armónicos en el sistema eléctrico del sistema, podría generar las siguientes consecuencias:

Disparo de interruptores o fusibles.

Aumento de pérdidas de potencia activa.

Sobrecarga de los transformadores.

Sobrecarga en capacitores.

Pérdidas en equipos de distribución.

Incremento de la corriente por el neutro.

Mal funcionamiento de controles electrónicos y computadores.

Errores de medición en sistemas de medición.

Disminución de la vida útil de los equipos.

Comerciales

La empresa DISPAC S.A. E.S.P. cuenta con 72.986 usuarios en 15 de los 31 municipios del departamento del Chocó. El 69.2% de los usuarios corresponden al sector residencial, 87.8% de los usuarios pertenece al estrato 1, 8.2% al estrato 2, y 4.0% al estrato 3.

De los usuarios no residenciales, el 57.1% corresponde al sector comercial.

El 69.2% del consumo de energía corresponde al sector residencial, 57.1% del consumo de energía no residencial corresponde al sector comercial.

El 86% de los usuarios están ubicados en las zonas urbanas y 14% en las áreas rurales.

De los usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas especiales, el 47.8% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el 35.8% en Zonas de Difícil Gestión, y el restante 16.4% son usuarios de barrios subnormales.

La cobertura del servicio en el área urbana es del 98.6%, mientras que en el área rural es del 77.7% en promedio.

Los usuarios de Áreas Especiales son 11.759, lo cual representa el 16.1% del total residencial.

El 47.8% de los usuarios de Áreas Especiales están dentro del grupo de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

En cuanto a la calidad del servicio y atención al usuario, en las oficinas de atención al cliente se encontraron suficientes sillas de espera y en general, espacios amplios, con buena iluminación, aunque algunas oficinas requieren mejorar la ventilación.

Al revisar las facturas, se encontró que la empresa cumple con los requerimientos contenidos en el Contrato de Condiciones Uniformes.

Se observó el cumplimiento del Contrato de Condiciones Uniformes, y en general de la regulación referente al servicio de energía y procedimientos.

La cobertura más baja en el área urbana se da en los municipios de Certegui, Río Quito y Atrato, por lo cual se recomienda priorizar estos municipios, previa viabilidad dadas situaciones de orden público o altas distancias para la energización.

De igual manera, sería prioritario en el área rural, aumentar la cobertura en municipios tales como Certegui, Bagadó, Nóvita, Atrato y Lloró.

Tarifarias

Dentro de la estructura de costos la compra de energía presentó los mayores incrementos dentro del CU, lo cual fue producto de la necesidad del prestador de salir a comprar energía en la bolsa para algunos meses dado que no tenía totalmente cubierta su demanda con los contratos celebrados con las empresas generadoras.

La empresa dio aplicación de la opción tarifaria establecida en las Resoluciones CREG 168 de 2008 y CREG 057 de 2014, con el propósito de “financiar” el costo real CU y recuperarlo progresivamente con el fin de no trasladar al usuario los altos costos en que incurrió la empresa en la compra de la energía.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2014 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones. Alcanzó a 31 de diciembre 2014 un déficit acumulado por \$998.353.658, acorde con la validación final enviada por el MME.

Proyectó: Luis Fabian Sanabria- Profesional DTGE

Proyectó: Enrique Botero- Asesor SDEGC

Proyectó: Jhon Christian Giraldo- Profesional DTGE

Proyectó: Phanor Álvarez- Profesional Especializado DTGE

Revisó: Martha Leonor Farah Manzanera- Directora Técnica de Gestión de Energía (E)