

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO 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, Julio de 2016**

**EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2015**

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. Se constituyó en el año 2001 para desarrollar las actividades de, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$131.344 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Quibdo- Choco, Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 14 de Diciembre de 2015.

Tabla 1
Datos Generales

Tipo de sociedad	Mixta
Razón social	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P
Sigla	DISPAC S.A. E.S.P
Nombre del gerente	GERMAN JAVIER PALOMINO HERNANDEZ
Actividad desarrollada	Distribución y Comercialización
Año de entrada en operación	2002
Mercado que atiende	Departamento del Choco

Nota: Fuente SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Tabla 2
Balance General

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
Activo	\$196.323.904.337	\$193.334.609.410	1,55%
Activo Corriente	\$31.434.381.967	\$29.064.850.880	8,15%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$80.001.225.368	\$76.993.628.088	3,91%
Inversiones	\$0	\$0	0,00%
Pasivo	\$24.099.208.505	\$21.896.387.238	10,06%
Pasivo Corriente	\$18.708.695.994	\$16.896.387.238	10,73%
Obligaciones Financieras	\$5.000.000.000	\$5.000.000.000	0,00%
Patrimonio	\$172.224.695.832	\$171.438.222.172	0,46%
Capital Suscrito y Pagado	\$131.344.200.000	\$131.344.200.000	0,00%

Nota: Fuente SUI.

- Cifras en millones de pesos
- Se presentan algunas de las cuentas más representativas.

Para el análisis se presentan algunas de las cuentas más representativas:

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$196.323 millones, presentando un incremento del 1,55% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2015 esta cuenta pasa de \$25.507 millones a \$27.545 millones para el 2015, presentando un incremento del 7,99% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior, sustentado en el aumento de los otros deudores por \$3.420 millones y de los anticipos y saldos a favor por valor de \$2.968 millones de pesos, compensados por la reducción de los depósitos entregados en administración por valor de \$6.428 millones, una vez verificada la información en el detalle de las cuentas por cobrar del Sistema Único de Información (SUI) (tabla siguiente), podemos establecer que la empresa no tiene cartera mayor a un año así:

Tabla 3
Deudores

Cuenta	Descripción	Total	No vencida	Vencida 1 a 30 días	Vencida 31 a 60 días	Vencida 61 a 90 días	Vencida 91 a 120 días	Vencida 121 a 150 días	Vencida mayor de 360 días
110	Energía Eléctrica	9.146.326.067	1.929.585.911	961.438.360	588.912.045	474.443.410	1.921.343.122	3.270.603.219	0
11002	Transmisión	457.795.199	457.795.199	0	0	0	0	0	0
11004	Comercialización	8.688.530.868	1.471.790.712	961.438.360	588.912.045	474.443.410	1.921.343.122	3.270.603.219	0
120	Provisión para deudores	7.115.181.459	0	0	0	0	0	0	7.115.181.459
12004	Comercialización	7.115.181.459	0	0	0	0	0	0	7.115.181.459
	TOTAL		1.929.585.911	961.438.360	588.912.045	474.443.410	1.921.343.122	3.270.603.219	

Nota: Fuente SUI

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2015 del 40,75% se posiciona en \$80.001 millones, presentando un aumento del 3,91% con relación al año anterior, explicado principalmente por el incremento del rubro de construcciones en curso que pasa de \$18.898 en el 2014 a \$23.054 para el 2015, como se muestra en el detalle de la información en la siguiente tabla:

Tabla 4
Propiedad Planta y Equipo

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y EQUIPO A 2014	VALORIZACIONES 2014	VALOR EN LIBROS 2014	VALOR EN LIBROS 2013
Terrenos	\$ 535	\$ 0	\$ 535	\$ 1.458	\$ 1.994	\$ 1.994
Construcciones En Curso	\$ 23.054	\$ 0	\$ 23.054	\$ 0	\$ 23.054	\$ 18.899
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 38.829	-\$ 27.949	\$ 10.880	\$ 21.025	\$ 31.905	\$ 32.486
Redes, Líneas Y Cables	\$ 130.199	-\$ 84.976	\$ 45.223	\$ 57.918	\$ 103.140	\$ 103.650
Maquinaria Y Equipo	\$ 133	-\$ 71	\$ 62	\$ 0	\$ 62	\$ 24
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 85	-\$ 61	\$ 23	\$ 0	\$ 23	\$ 62
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 713	-\$ 523	\$ 190	\$ 0	\$ 190	\$ 229
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 216	-\$ 183	\$ 33	\$ 50	\$ 84	\$ 101
TOTALES	\$ 193.765	-\$ 113.764	\$ 80.001	\$ 80.451	\$ 160.452	\$ 157.445

Nota: Fuente SUI. Cifras en millones de pesos

Otros Activos: Esta cuenta presenta el 42,61% del total del activo y presenta una reducción del 3,16% a diciembre de 2015, básicamente por la reducción de la fiducia mercantil por valor de \$2.606 millones.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2015, se ubica en \$24.099 millones, presentando un incremento de 12,28% equivalente a \$2.202 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Cuentas por pagar \$10.207 millones, ii) Obligaciones financieras \$5.000

millones. iii) obligaciones laborales \$25.085 millones, iv) pasivos estimados y provisiones \$8.283 millones v) otros pasivos \$583 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por cuentas por pagar con participación porcentual del 42% del total del pasivo, las cuales pasan de \$4.619 millones en el 2014 a \$10.207 millones, con un incremento del 120%, dentro de estas cuentas por pagar es la adquisición de bienes y servicios la que presenta el mayor valor ascendiendo a \$6.896 millones, Otra de los rubros más representativos dentro de las cuenta por pagar esta los Depósitos recibidos de Terceros, con una participación del 24% del total de las cuentas por pagar –por concepto de Proyectos de Gerencia Fondo Nacional de Regalías por \$ 2.382 millones.

El detalle de la información de cuentas por pagar en los reportes complementarios (tabla siguiente), se evidencia que el rubro más representativo es la adquisición de bienes y servicios con el 68% del total de las cuentas por pagar

Tabla 5
Cuentas por pagar

Descripción	Total	No vencidas	Vencidas 1 a 60 día
Adquisición de bienes y servicios na	6.896.633.472	0	6.896.633.472
Acreedores	53.070.298	0	53.070.298
Subsidios asignados	58.019.608	0	58.019.608
Retencion en la fuente	773.651.278	-2.922.061	776.573.339
Retencion de Impuesto de Industria	2.922.061	0	2.922.061
Impuesto al valor agregado IVA	16.439.230	0	16.439.230
Depositos recibidos en garantia	2.406.315.982	0	2.406.315.982
TOTAL	10.207.051.929	-2.922.061	10.209.973.990

Nota: Fuente SUI. Cifras en millones de pesos

Dentro del pasivo se encuentra los pasivos estimados y provisiones con una representación del 34%, de las cuales la más representativa son las Otras provisiones diversas explicado principalmente por los consumos de energía en bolsa y por contrato de mes de diciembre de 2015, de los proveedores XM por valor de \$3.824 y uso de otras redes por \$577 millones como otros costos asociados a la energía del mes de diciembre.

A diciembre de 2015 **El patrimonio** presentó un incremento de \$786 millones con respecto a diciembre de 2014, posicionándose en \$172.224 millones.

De acuerdo a la nota 16 a los estados financieros las Reservas de Ley, por disposición de la Asamblea General de Accionistas, tanto la utilidad del ejercicio 2013 como las reservas legales constituidas, se utilizaron para enjugar las pérdidas acumuladas. Amparado por el artículo 456 del Código de Comercio.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 6

Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$85.082.849.586	\$75.357.237.141	12,91%
COSTOS OPERACIONALES	\$76.701.715.298	\$67.168.612.728	14,19%
GASTOS OPERACIONALES	\$7.462.968.072	\$8.871.210.283	-15,87%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$918.166.216	(\$682.585.870)	-234,51%
OTROS INGRESOS	\$715.534.604	\$1.484.425.867	-51,80%
OTROS GASTOS	\$847.227.160	(\$1.002.129.631)	-184,54%
GASTO DE INTERESES	\$549.828.151	\$121.772.325	351,52%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$786.473.660	\$1.803.969.628	-56,40%

Nota: Fuente SUI. Cifras en pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$85.082 millones, presentando un aumento del 12,91% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente tabla, por otra parte se revela como los ingresos por comercialización corresponden al 83% del total ingresos operacionales y un 17% a los ingresos por concepto de Distribución.



Figura 1: Ingresos por actividad

Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 90,1% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 14,19% con respecto al año 2014, pasando de \$67.168 millones en el 2014 a \$76.701 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$76.682 millones, que a su vez equivalente al 99,97%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo se ubican en \$28.390 millones y compra de energía en bolsa por \$15.046 millones.

Los gastos operacionales a diciembre de 2015 decrecieron en menos 15,87%, pasando de \$8.871 millones a \$7.462 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 64%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones \$25% y (iii) Otros gastos 10%.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 decrecieron \$1.447 millones, dentro del cual la Provisión para deudores del servicio de energía se redujo en \$1.562 millones, debido a que según reporte cargado al SUI de cuentas por cobrar del año 2015, toda la cartera está clasificado como de 1 a 60 días, por lo que es cartera corriente.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$715 millones, los cuales se redujeron en \$768 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) financieros \$412 ii) extraordinarios \$302 millones; de los otros ingresos extraordinarios los más representativos son las recuperaciones no operacionales.

Los gastos no operacionales ascienden a \$847 millones, siendo los más importantes los financieros con el 65%, es de resaltar que la naturaleza contable de esta cuenta para al año 2014 era negativa, que de acuerdo a la nota 21 a los estado financieros correspondió a ajuste de ejercicios anteriores por valor de \$ -1.484 millones.

2.3. Utilidades y Ebitda

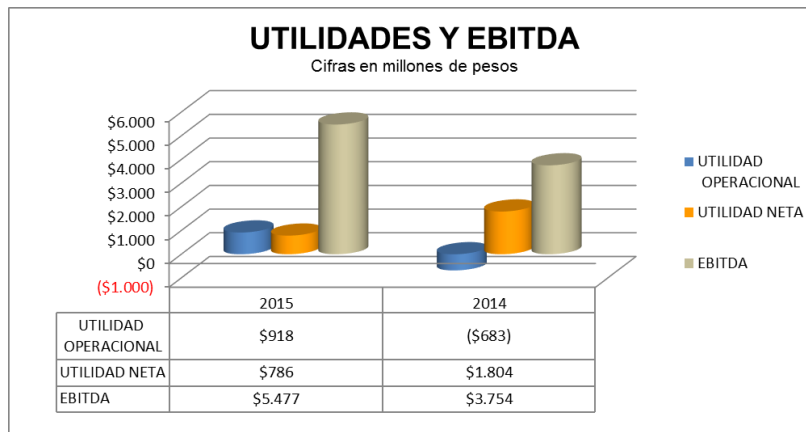


Figura 2: Utilidades y EBITDA

Fuente SUI en millones

El Servicio de energía de Dispac, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda de \$5.477 millones, mejorando con respecto al año anterior \$1.723 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los ingresos.

2.3. Indicadores

Tabla 7
Indicadores

INDICADORES	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,68	1,72
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46	49
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	33	10
Activo Corriente Sobre Activo Total	16,01%	15,03%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	12%	11%
Patrimonio Sobre Activo	88%	89%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	78%	77%
Cobertura de Intereses – Veces	7,12	16,65
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$5.477.219.525	\$3.754.088.125
Margen Operacional	6%	5%
Rentabilidad de Activos	3%	2%
Rentabilidad de Patrimonio	3%	2%

Nota: Fuente SUI

2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de 1,68 veces, indicador que presenta una leve reducción de 0,04 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, por lo que para cumplir con sus deudas o pasivos a corto plazo nos muestra que por cada peso de deuda a corto plazo se tiene 1,68 para responder. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presento una reducción de 2.7 días pasando de 49 días en 2014 a 46 días en 2015. La empresa tarda 33 días en realizar el pago de sus obligaciones, es decir 23 días más que en el año anterior, en el cual se tardaba 10 días.

2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es de 12%, evidenciando un aumento del 0,9% con respecto a 2014, el Pasivo corriente representa el 77,6% del total de los Pasivos.

2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue de 6%, aumentando en 1,46% respecto al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 3% al final del ejercicio del año 2015.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA

De acuerdo a la topología de la infraestructura eléctrica de DISPAC S.A. E.S.P, la empresa cuenta con dos puntos de conexión al sistema de transmisión nacional STN, uno en la subestación Virginia a nivel de 115 kV y otro en la subestación Bolombolo a nivel de tensión 110 kV, con el cual se garantiza la continuidad del servicio por tener el sistema anillado, como se muestra en el diagrama unifilar.

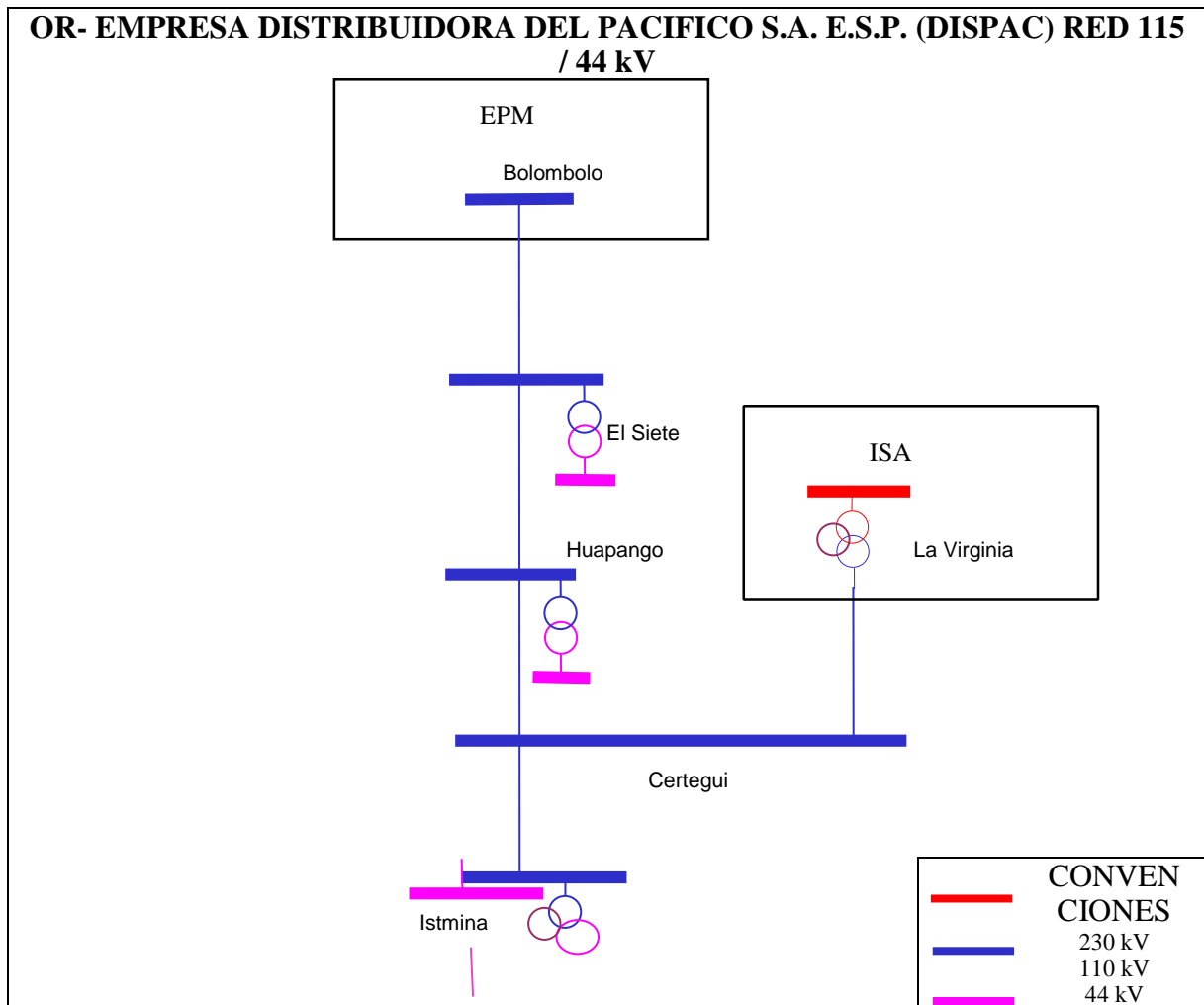


Figura 3: Diagrama Unifilar DISPAC S.A. ESP

Fuente Informe AEGR

3.1.1. ACTIVOS SUBESTACIONES

Subestación La Virginia. Embebida dentro de la Subestación La Virginia de ISA - Intercolombia perteneciente al Sistema de Transmisión Nacional, entró en operación en junio de 2004; tiene una configuración interruptor y medio en nivel de tensión V (230 kV) y configuración barra sencilla en el nivel de tensión IV (115 kV). Tiene una única bahía en 115 kV de transformación. Posee una unidad de auto transformación de 45/67.5/90 MVA 230/115/13.8 kV y todo el conjunto correspondiente de tableros y celdas de Control, Protección y Medida.

Subestación Huapango. Remodelada entre los años 2006 y 2007, cuenta con una configuración barra sencilla en su nivel de tensión IV (115 kV) y doble barra con interruptor de acople en su nivel de tensión II (13.2 kV). Tiene cuatro bahías en 115 kV, dos de línea y dos de transformación. Posee dos unidades de transformación de 30 MVA 115/13.2 kV y un conjunto de 17 celdas de media tensión para circuitos, bancos de capacitores, entradas a barra, módulo de acople de barras y servicios auxiliares; del tipo metal clad, barra cubierta aislada al aire e interruptores extraíbles con medio de extinción en vacío.

Subestación Cértégui. Remodelada entre los años 2006 y 2007, cuenta con tres bahías de línea, bahía de línea hacia La Virginia construidas en el año 2004 y una bahía de transformación, su configuración es barra sencilla en su nivel de tensión IV (115 kV) y barra sencilla en sus nivel de tensión II (13.2 kV), posee una unidad de transformación de 8 MVA 115/13.2 kV y un conjunto de 5 celdas de media tensión para circuitos, bancos de capacitares, entradas a barra y servicios auxiliares; del tipo metal clad, barra cubierta aislada al aire e interruptores extraíbles con medio de extinción en vacío. Cuenta además con una barra sencilla de 34.5 kV y posee una unidad de 17 MVA 115/34.5 kV que sirve de respaldo de la línea 115 kV Cértégui – Istmina.

Subestación Istmina. También remodelada entre los años 2006 y 2007, tiene una configuración barra sencilla tanto en nivel de tensión IV (115 kV) como en nivel de tensión II (13.2 kV). Tiene una única bahía en 115 kV de transformación. Posee dos unidades de transformación, una unidad de 12,5 MVA 34.5 /13.2 kV y un tridevanado de 17/5/12 MVA 115/34.5/13.2 kV, un conjunto de 8 celdas de media tensión para circuitos, bancos de capacitores, entradas a barra y módulo de acople de barras; del tipo metal clad, barra cubierta aislada al aire e interruptores extraíbles con medio de extinción en vacío.

Subestación El Siete: Remodelada por DISPAC en el año 2013, posee una configuración barra sencilla en nivel de tensión IV y transformación a nivel de tensión II, posee una unidad de 5 MVA 115/13.2 kV y actualmente cuenta solo con un circuito de distribución que alimenta la minera El Roble como usuario de conexión, cuenta con dos bahías de línea y una de transformación.

Subestación Chaquí: Construida en 2014 y puesta en servicio en el año 2015, posee una unidad de transformación de 1 MVA 34.5/13.2 kV y cuenta con dos circuitos de distribución.

Subestación San Miguel: Construida en 2014 y puesta en servicio en el año 2015, posee una unidad de transformación de 1.6 MVA 34.5/13.2 kV y actualmente cuenta solo con dos circuitos de distribución.

3.1.2. ACTIVOS LINEAS DE TRANSMISION

Línea Bolombolo – Barroso: Con una longitud de 11.95 km en 27 torres.

Línea Barroso – El Siete: La longitud de 28.55 km en 76 torres, alimentación principal para la carga especial de la minera el Roble.

Línea El Siete – Huapango: longitud de 69.52 km en 165 torres, el conductor es LINNET 366,4.

Línea de transmisión Huapango – Cértegui: longitud de 39.44 km, 194 apoyos y conductor PARTRIDGE 266.8.

Línea de transmisión Cértegui – Istmina: longitud de 25,12 km, 127 apoyos y conductor PARTRIDGE 266.8.

Línea de transmisión La Virginia - Cértegui. Longitud de 142,23 km, torres auto soportadas con 322 apoyos y conductor FLICKER 477.

3.2 CONTINUIDAD

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el esquema actual de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio. En la Resolución 026 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad - IRAD de EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora.

Por otro lado, la CREG define el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad como:

$$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p} - ITAD_{n,p,m-4}) * CRO_{m-1}$$

Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido mejora en la calidad del servicio y el valor del ΔDt es positivo; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha desmejorado y el valor de ΔDt es negativo. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual si el ITAD se encuentra en ese rango se entiende que la calidad se mantuvo y el valor de ΔDt es cero (0).

Con lo anterior, se concluye que se puede determinar el cumplimiento de las metas de calidad del servicio con la variable Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt), donde si es positivo se entiende que la calidad del servicio mejoró; si es cero (0) la calidad se mantuvo; y si es negativo la calidad desmejoró.

Los valores del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt) de EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., para el año 2015 fueron:

Tabla 8
 ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3

MES	Δdt NT 1	Δdt NT 2 y 3
Enero	-22,9237	0
Febrero	0	-1,84129
Marzo	0	-1,85659
Abril	0	-1,87503
Mayo	0	-2,08542
Junio	0	-2,14196
Julio	0	-2,09363
Agosto	-29,5353	0
Septiembre	-29,6889	0

MES	Δdt NT 1	Δdt NT 2 y 3
Octubre	-29,7354	0
Noviembre	-21,8538	0
Diciembre	-22,3847	0

Nota: Fuente SUI

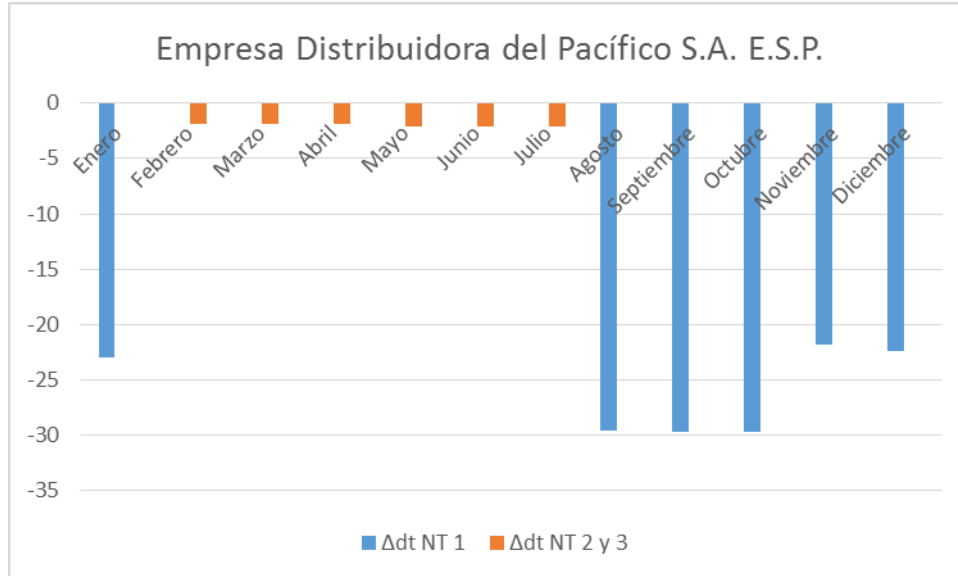


Figura 4: ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3.

Según la información de la tabla y de la gráfica anterior, la empresa no cumplió con las metas de calidad de referencia (IRAD) establecidas por la CREG para la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. en el año 2015, por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control de haya lugar.

3.3 MANTENIMIENTOS

Teniendo en cuenta que la Empresa presentó un cambio en el operador en el mes de Agosto de 2015, el nuevo Gestor realizo un nuevo plan de mantenimiento por los meses restantes de 2015 (Septiembre a Diciembre), toda vez que no se tiene mayor información sobre el Gestor anterior.

Dentro del plan de mantenimiento que la empresa ejecuto en el 2015, se tiene lo siguiente:

3.3.1. Subestaciones

- Inspección visual de los diferentes elementos que las conforman, de acuerdo con la programación que para cada uno se tiene.
- Inspecciones y limpieza de cubículos, tableros, equipos de patio, ajuste de tornillería en borneras y cambio de elementos defectuosos.
- Inspección y limpieza de celdas en media tensión.
- Termografías en cada elemento que conforma la subestación, tanto en patio como al interior de las mismas.

- Ajuste de pruebas individuales de los relés de protección, coordinación de protecciones.
- Pruebas de deslastre de carga. o Instalación del TP capacitivo en la subestación de Cértégui. o Desarrollo e implementación del nuevo centro de supervisión y maniobra CSM, con el cual se integraran todas las subestaciones.

A continuación, se relaciona la cantidad de actividades de mantenimiento de subestaciones hecha durante los meses de Agosto a Diciembre de 2015:

Tabla 9

Actividades de mantenimiento a Subestaciones realizadas de Agosto a Diciembre de 2015

SUBESTACION	ACTIVIDADES PROGRAMADAS	ACTIVIDADES EJECUTADAS	PORCENTAJE DE EJECUCION
EL SIETE	9	6	66,7
HUAPANGO	29	12	41,4
CÉRTEGUI	30	13	43,3
ISTMINA	27	12	44,4

Nota: Fuente SUI

3.3.2. Redes 115kV

- Podas técnicas de árboles en contacto con las redes y revisión periódica de los corredores de servidumbre, como parte del mantenimiento preventivo.
- Reposición de retenidas averiadas. o Atención y reparación de fallas que se presentan como parte del mantenimiento correctivo.

3.3.3. Redes 34.5kV

- Podas técnicas de árboles en contacto de las redes, como parte del mantenimiento preventivo.
- Atención y reparación de fallas que se presentan como parte del mantenimiento correctivo.

3.3.4. Redes 13.2kV

- Podas técnicas de árboles en contacto con las redes dentro de los corredores de servidumbre.
- Verificación y levantamiento para implementación de estribos para conexión de transformadores. o Inspección visual de transformadores de distribución, por medio de las diferentes cuadrillas.
- Cambio de aisladores. o Revisión de sistemas de puesta a tierra del SDL o Cambio de puentes horizontales y verticales defectuosos.
- Reformas primarias para cumplir con las distancia de seguridad o Termografías en los alimentadores de los circuitos.

3.4. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO

Tabla 10

Relación de accidentes 2014 y 2015

DISPAC		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	DISPAC 2014	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2014	Fatales	0	3	Accidentes Fatales	0%	75%
	No Fatales	0	1	Accidentes No Fatales	0%	25%
DISPAC		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	DISPAC 2015	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2015	Fatales	0	5	Accidentes Fatales	0%	63%
	No Fatales	0	3	Accidentes No Fatales	0%	38%

Nota: Fuente SUI

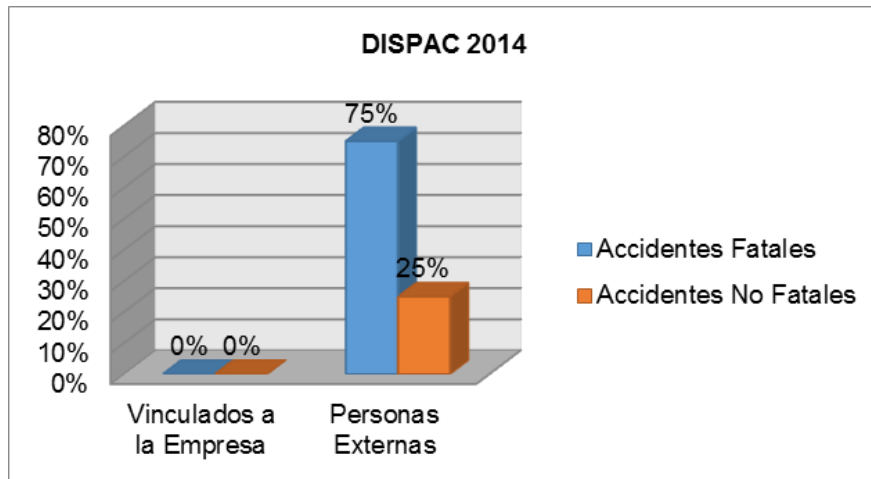


Figura 5: Relación de accidentes 2014

Fuente SUI

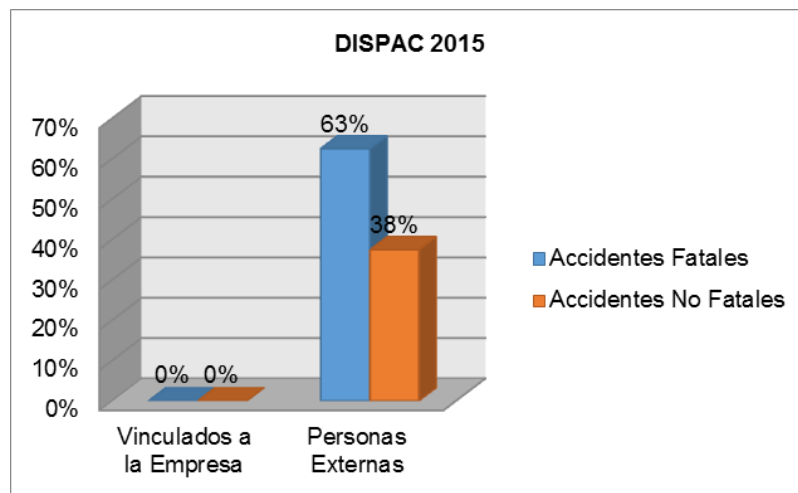


Figura 6: Relación de accidentes 2015

En los resultados arrojados se puede evidenciar que DISPAC en el año 2015 en el SUI aumento el número de accidentes así mismo aumento el número de fatalidades cifra que preocupa en comparación al año 2014 cifra que no mejora ya que la mayoría de estos accidentes fatales es por personal ajeno a la empresa, imprudencias de usuarios.

Y se encuentran en estudio y seguimiento por el ente encargado.

Riesgos eléctricos:

La energía eléctrica nos presta muchos servicios, sin ella no tendríamos acceso a mucha de la calidad de vida que hoy podemos disfrutar. Los seres vivos somos conductores de corriente, por esto debemos ser muy cuidadosos al manipular la energía pues existen riesgos asociados a su mal uso: choque eléctrico, quemaduras, caídas o golpes, incendios o explosiones e incluso la muerte por electrocución.

- Conserve siempre distancias de seguridad con las redes eléctricas.
- Si transporta materiales o elementos que accidentalmente puedan entrar en contacto con las redes, téngalos horizontales.
- Se debe tener especial cuidado en las construcciones, la manipulación incorrecta de herramientas y materiales puede causar contacto accidental con las redes de energía si no se conservan las distancias de seguridad.
- Nunca manipule las redes de energía si no está autorizado y capacitado para ello. Cuenta siempre con conexión a tierra en sus instalaciones eléctricas, para que cuando entre en contacto directo con un circuito energizado, la corriente circule por la tierra y no por su cuerpo.
- Denuncie cualquier manipulación irregular de las redes de energía.

3.5. INVERSIONES

3.5.1. Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2015 el prestador de servicio empresa distribuidora del pacifico DISPAC SA ESP, reportó al Sistema Único de Información – SUI, el estado de avance de 24 proyectos de inversión, por un monto total de \$ 5.649.388.392 , estos proyectos buscan mejorar la calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía , esto representa un porcentaje de disminución de inversiones del 2015 con respecto al 2014 de 56.79% de lo reportado en el SUI.

Para el año 2015, se reportaron 4 proyectos de expansión por un valor total de \$ \$740.809.170 o representa el 13% de inversión, y se tienen 20 proyectos de reposición, por un valor total de \$ 4.908.579.222, que representa el 87% del total de inversiones.

El proyecto de mayor inversión registrada es el de Reducción de Pérdidas por Instalación de equipos de medición remota, cuyo objeto es : Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de los equipos de medición remota hacer las pruebas de los equipos y poner en funcionamiento todos los elementos necesarios y suficientes que permitan realizar la gestión y medición remota a los usuarios , por valor de \$ 2.333.727.619 con un porcentaje de avance del 78%.

Según la Resolución 095 de 2016, basado en el documento de la UPME “plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015-2029” Anexo VII, proyectos aprobados a los operadores de red en el 2014, para Dispac, está aprobado el proyecto Nuevo circuito Hispania- Quibdó-Huapango 110KV, y para el año 2015 está aprobado el proyecto nueva línea el siete-Quibdó 110KV.

Plan de expansión - 115 kV Proyecto de refuerzo

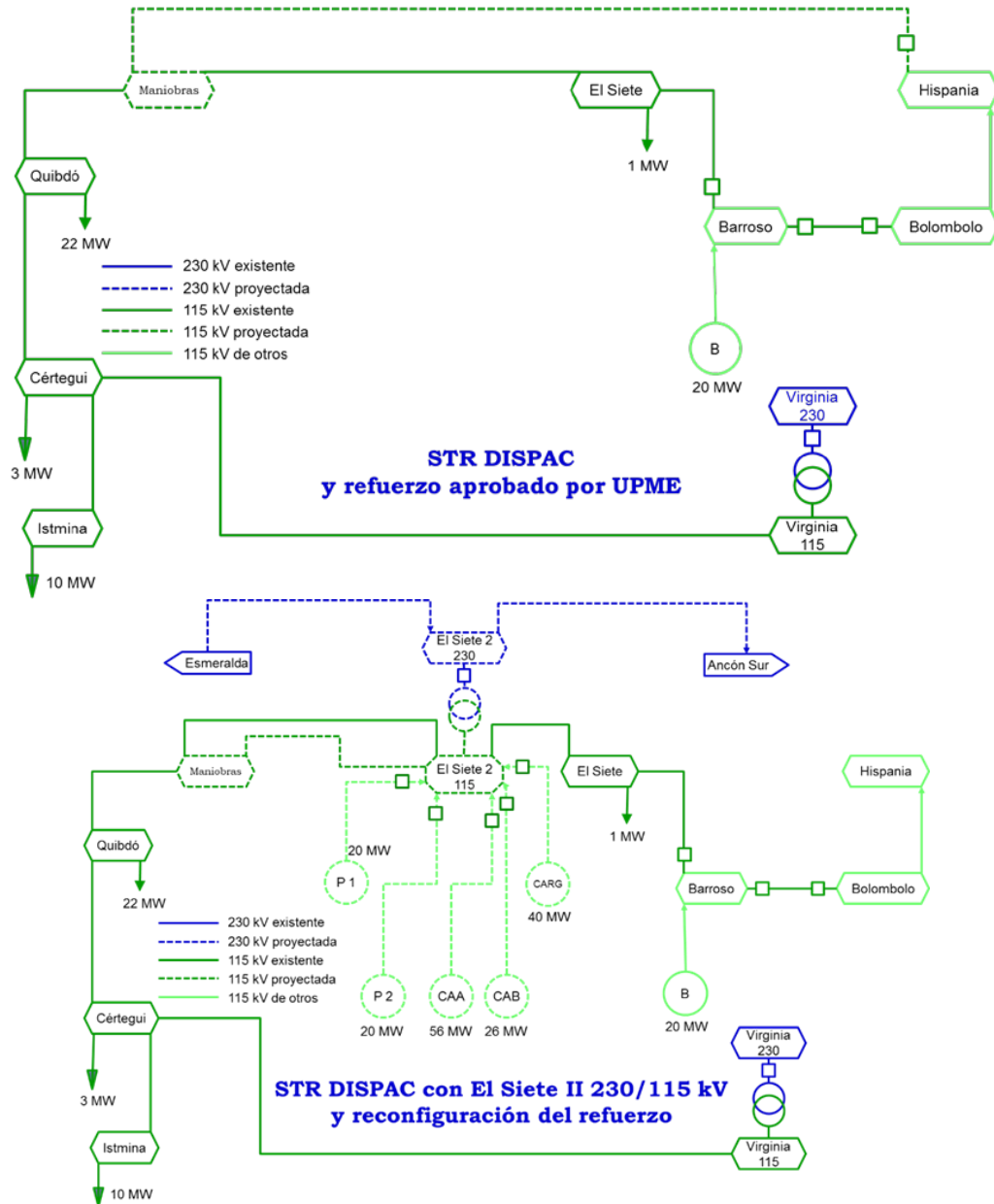


Figura 7: Plan de expansión – 115Kv – Electrohuila S.A. ESP

Fuente Informe de gestión de DISPAC 2015

Del informe de gestión 2015 de la empresa se extrajo lo siguiente:

En lo que tiene que ver con el Plan de Expansión DISPAC cuenta con un empréstito de \$30.000 millones, el cual iniciará su desarrollo en el 2016 con un primer desembolso de \$15.000 dirigidos a fortalecer el sistema de distribución de la empresa.

Dentro del plan de expansión y actualización se recibió el Proyecto Fase I “Construcción Interconexión Eléctrica a 34.5 kV ente Istmina, Paimadó y San Miguel con Transformación 115/34.5 de 7 MVA en Istmina y Subestaciones Asociados de 34.5/13.2 kV Medio San Juan en el Departamento del Chocó”, el cual entró en operación el 17 de julio de 2015, con la siguiente infraestructura:

- a) Subestación Chaqui de 1MVA 34,5/13,2 Kv.
- b) Subestación San Miguel 1.6 MVA 34,5/ 13,2kV.
- c) Línea de 31,5 kilómetros a 34,5 kV entre las subestaciones de Istminia y Chaqui.
- d) Línea de 26,4 kilómetros a 34,5 kV entre la subestaciones de Chaqui y San Miguel.
- e) Línea de 35 kilómetros a 13.2 kV de ed BT y 58 transformadores de distribución.

El anterior proyecto beneficia a 2.428 usuarios en 20 localidades del departamento. Población vulnerable que ahora cuenta con el fluido eléctrico, lo que mejora notablemente su calidad de vida. Por otra parte, DISPAC ha sido designada por el Gobierno Nacional como el motor de impulso para desarrollar al departamento del Chocó, a través de la extensión y actualización de la cobertura en materia de energía eléctrica del Chocó, con el fin de que llegue el servicio de energía a todos los rincones del departamento y a cada uno de sus habitantes, mediante el compromiso adquirido directamente por el Gerente de la empresa consistente en la administración de los fondos FAER, FAZNI, y PRONE por \$58.237 millones dirigidos a ampliar la cobertura y calidad del servicio.

A continuación, se presenta la tabla de inversiones 2015:

Tabla 11
Inversiones DISPAC SA ESP 2015

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR	AVANCE
8100903-13	Sistema de gestión de la distribución Implementación del centro de control	16/12/13	09/03/15	\$110.288.616	95%
8100305-14	Modernización de subestaciones y regulación de voltaje Puesta en servicio del sistema de iluminación de patio de la subestación Huapango de Dispac	24/11/14	16/03/15	\$42.573.328	0%
8100102-14	Reducción de Pérdidas, Instalación de equipos de medición remota	03/08/14	02/03/15	\$2.333.727.619	78%
8100102-14	Reducción de Pérdidas, Instalación de equipos de medición remota	03/08/14	02/03/15	\$707.469.110	23%
8100306-14	Modernización de subestaciones y regulación de voltaje Suministro de interruptores para media tensión	02/12/14	15/01/15	\$79.554.888	0%
8100501-14	Reposición de Infraestructura Suministro de materiales eléctricos para reposición de infraestructura eléctrica de redes en el SDL de DISPAC	05/05/14	13/06/14	\$261.928.000	100%
8100502-14	Reposición de Infraestructura Remodelación y-o reposición de redes de media tensión	14/07/14	28/02/15	\$910.289.387	0%
8100905-14	Sistema de gestión de la distribución Suministro de planta eléctrica móvil y adecuaciones eléctricas para su instalación en la sede de DISPAC	15/09/14	09/02/15	\$119.242.780	0%

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR	AVANCE
8100101-15	Reducción de Pérdidas instalación de medidores de energía	17/04/15	04/05/15	\$32.198.120	100%
8100102-15	Contratación del soporte técnico para la reparación y recuperación de información del servidor de la plataforma de CIF-DISICO con el objetivo de tele gestionar los usuarios asociados a este Sistema de Medida Centralizada	01/09/15	08/09/15	\$5.568.000	100%
8101101-15	Gestión remota de los medidores electrónicos multifuncionales instalados en las fronteras comerciales de DISPAC	25/08/15	30/08/15	\$2.219.227	100%
8100301-15	suministro de trafo capacitivo para bahía de línea en la sub Certegui	22/05/15	03/11/15	\$49.085.400	100%
8100302-15	Suministro y transporte de dos radiadores para un transformador de potencia marca ABB	08/04/15	19/05/15	\$17.168.000	100%
8100303-15	Reevaluación del esquema actual de protecciones así como también los estudios que den origen al modelamiento total del comportamiento del sistema Dispac y posterior parametrización en sitio de los equipos de protección asociados a los niveles de tensión 34-5 kV y 115 kV de la red interconectada Dispac	25/08/15	02/03/16	\$244.647.627	30%
8100304-15	suministro de Gateway kyland dg mini con maestro IEC 101 esclavo IEC 101 y maestro DNP 3 tipo industrial para subestaciones eléctricas con montaje en panel Alimentación 24 Vdc Entrega DDP SE Huapango instalación y puesta en servicio	31/07/15	23/09/15	\$14.940.800	100%
8100305-15	Suministro de Inversor Subestación la Virginia	01/10/15	31/10/15	\$5.568.000	100%
8100306-15	servicio de suministro pruebas e instalación de un cargador de baterías y una batería para el grupo electrógenos de las subestación de Istmina	23/07/15	07/08/15	\$4.524.000	100%
8100307-15	Suministro transporte montaje de un compresor para reemplazar unidad del aire acondicionado de la subestación Istmina	03/12/15	02/01/16	\$1.269.760	100%
8100501-15	Reposición de elementos en la infraestructura del SDL de DISPAC	16/03/15	30/03/15	\$5.370.319	100%
8100601-15	Estudios técnicos Servicio de auditoria de seguimiento	01/06/15	15/06/15	\$137.916.999	100%
8100901-15	Prestación del servicio de internet dedicado mediante plan de datos de 2MBPS por fibra óptica para el centro de supervisión y maniobras con dedicación para la comunicación con equipos de red	02/06/15	01/06/16	\$20.126.000	50%
8101201-15	Remodelación de redes y atención de PQRs en red de media y baja tensión	10/08/15	07/01/16	\$13.388.124	80%
8101201-15	Remodelación de redes y atención de PQRs en red de media y baja tensión	10/08/15	07/01/16	\$4.524.000	20%
8101203-15	Remodelación de redes Ampliación de redes de media y baja tensión en el municipio de Rio Quito - Paimado	24/08/15	10/10/15	\$1.269.760	100%
TOTAL DE INVERSIONES 2015				\$ 5.649.388.392	

Nota: Fuente SUI

3.6. CUMPLIMIENTO RETIE

En el mes de Mayo del año 2015, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, llevo a cabo visita de carácter técnico con el fin de hacer una revisión a fondo del estado de las subestaciones y redes de distribución del sistema eléctrico de DISPAC S.A. E.S.P. (cumplimiento RETIE, regulatorio y normativo), y como resultado de esta visita, fue solicitado por la SUPERSERVICIOS, un plan de acción para corregir los hallazgos hechos por su grupo técnico. A raíz de esto la empresa DISPAC S.A.

E.S.P., desarrollo un plan de acción con el fin de cumplir y corregir todo lo expuesto por las SSPD.

A continuación, se resume las acciones hechas por la empresa en el año 2015, que pueden ser verificadas mediante los radicados resúmenes de las acciones enviados a la SPPD

Tabla 12

Resumen acciones hechas por la empresa ante requerimiento de la SSPD

LUGAR/UBICACION ACCION	CANTIDAD DE ACCIONES			RADICADO DE SALIDA DE ACCIONES FINALIZADAS
	FINALIZADO	EJECUTADO	PENDIENTE	
Subestación Huapango	12	1	11	20161100006661 20163000003811
Subestación Certegui	7	1	24	20161100006661
Subestación Istmina	5	2	22	20161100006661
Certegui	0	0	2	
Circuitos Norte y Medrano 2	0	3	4	
Istmina	0	0	1	
Quibdó	7	0	1	20163000003811
San Agustín (Cachacal)	0	0	7	
Sin ubicación	0	0	2	

Nota: Fuente DISPAC S.A. ESP

De acuerdo al anterior cuadro, se tuvo por parte de la SSPD, un total de 112 acciones a realizar por parte de la empresa con el fin de cumplir con los requerimientos técnicos mínimos establecidos por la regulación y el Reglamento Técnico de Instalaciones Electricas RETIE. De las 112 acciones se ejecutaron y finalizaron 31 acciones (27.6%), las cuales fueron reportadas a la SSPD mediante el radicado respectivo, 7 acciones (6.2%) fueron ejecutadas pero no han sido reportadas a la SSPD, y un total de 74 acciones (66.2%) no han sido ejecutadas hasta el momento. Estas acciones pendientes de ejecución, están siendo programadas de acuerdo a los planes de mantenimiento e inversiones para el año 2016.

Así mismo, es importante mencionar que:

- Que en radicado 2015300004103 se envió a la superservicios evidencia de cumplimiento de compromisos en el barrio Porvenir de Quibdó.
- En radicado 20153000043581 se envió a la superservicios evidencia de cumplimiento de compromisos en la Zona Minera de Quibdó.
- En radicado de 20153000044201 se envió a la Superservicios evidencia de cumplimiento de 6 compromisos.

Con lo anterior, las acciones ejecutadas ascienden a 39 que representa un avance del 35%. La empresa DISPAC en lo corrido del primer semestre 2016, enviará a la Superservicios cumplimiento de 10 compromisos adicionales. Es así que el día 24 de abril de 2016 se realizaron actividades en la subestación Huapango, en cumplimiento

de los compromisos con la Superservicios y el diagnóstico de puntos calientes en algunos elementos de la subestación

3.7. PROGRAMA ANUAL DE REPOSICION Y/O REMODELACION DE SUBESTACIONES PARR

El O.R. ha cargado correctamente en el formato 22, el programa anual de reposición y/o remodelación en subestaciones, reportando las actividades a realizar en cada una de las subestaciones a intervenir, en las correspondientes fechas de inicio y terminación y detallando todos los parámetros considerados en el mencionado formato.

En la siguiente gráfica se muestra de modo consolidado, las actividades programadas para el año 2015 en las subestaciones de Cértégui, Huapango e Istmina, que hacen parte de los activos de la empresa.

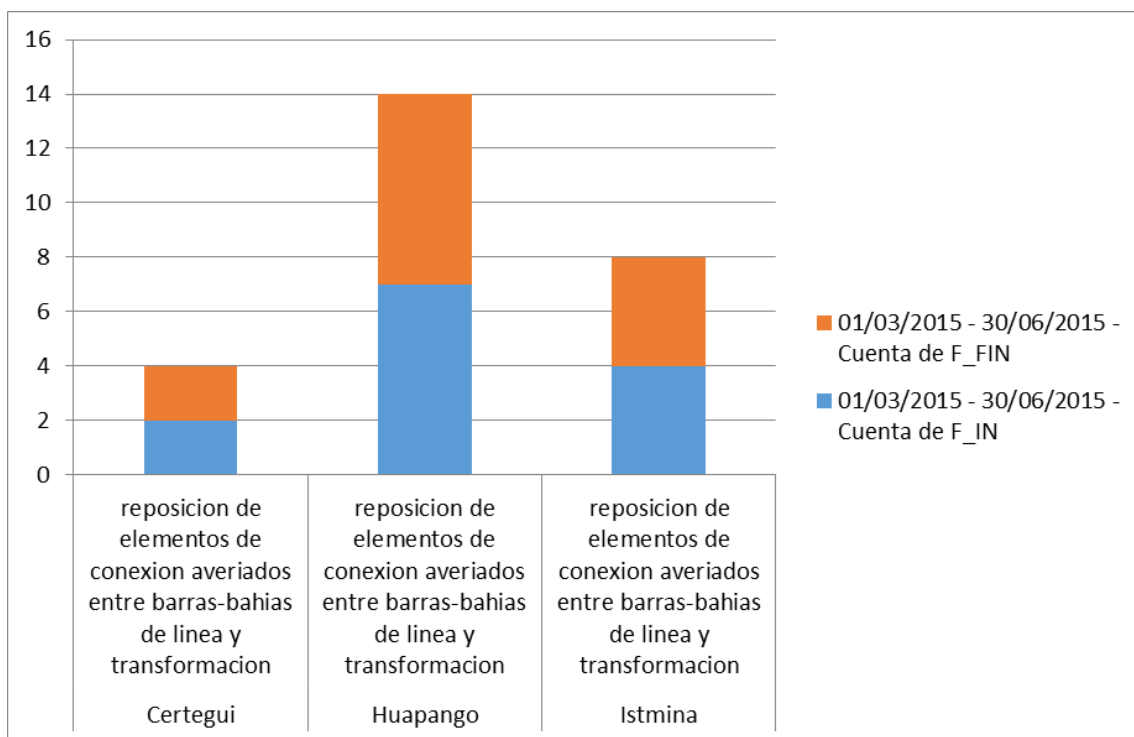


Figura 8: PARR DISPAC SA ESP

Fuente DTGE SSPD

En la subestación Cértégui se programaron 2 actividades que comprenden reposición de elementos de conexión averiados entre barras-bahías de línea y transformación. En la subestación Huapango se programaron 7 actividades que correspondieron a reposición de elementos de conexión averiados entre barras-bahías de línea y transformación.

En la subestación Istmina se programaron 4 actividades semejantes a las realizadas en las subestaciones anteriores.

A pesar que el Operador de Red objeto de esta evaluación integral está cumpliendo con la regulación de calidad del servicio, de conformidad con lo expuesto en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución 097 de 2008 “*Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones*”, la empresa no está cumpliendo con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución 043 de 2010.

ANTECEDENTES

El considerando de la Resolución 043 de 2010 manifiesta que: “La resolución CREG 097 de 2008 anunció que la CREG definiría los procedimientos operativos de medición, registro y reporte necesarios, incluido el procedimiento de reporte de información al LAC.

Se hace necesario definir las reglas de registro y contabilización de las interrupciones asociadas al Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

Se hace necesario definir obligaciones adicionales a los OR y a los comercializadores respecto de la oportunidad y calidad de la información reportada al SUI a fin de garantizar la adecuada aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio en los SDL”.

Igualmente, el artículo 3 de la misma resolución manifiesta que:

“Artículo 3. Interrupciones registradas en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones. Para el registro y la contabilización de los tiempos de interrupción registrados en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones a reportar al SUI, se deben seguir las siguientes reglas:

- a) Reportar los circuitos y los transformadores que se afectarán por los trabajos de remodelación y/o reposición en la subestación que será objeto de trabajos.
- b) Reportar las fechas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- c) Mínimo ocho días antes de iniciar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de inicio, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- d) Máximo tres días después de finalizar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de finalización, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- e) El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia.
- f) Las interrupciones que durante el tiempo real de la remodelación y/o reposición de la subestación afecten los transformadores y/o circuitos previamente reportados se excluirán para efectos de calcular el ITAD.
- g) En caso de que un OR no reporte a la SSPD las fechas reales de inicio y finalización de los trabajos previamente registrados, en los plazos establecidos en los literales c y d de este artículo, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir interrupciones por este concepto.

Parágrafo 1. Para el registro del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones correspondiente al año de inicio de aplicación del esquema de incentivos y compensaciones por parte del OR, éste deberá reportar los trabajos que

realizará durante la fracción de año restante, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de inicio del esquema.

Parágrafo 2. Este reporte deberá incluir los trabajos que haya realizado el OR desde la misma fecha de inicio del esquema. El SUI habilitará el aplicativo de reporte para su registro”.

DISPAC SA ESP en el año 2015 no radicó en la SSPD ningún comunicado acerca del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones

Por lo anterior podemos concluir que el O.R. no dio cumplimiento con lo establecido en el Artículo 3 de la citada Resolución CREG puesto que no se radicaron los correspondientes oficios en las fechas establecidas para poner en conocimiento de la SSPD, el inicio y finalización de las actividades de reposición y/o remodelación, con el fin de excluir estas interrupciones causadas por las remodelaciones, del cálculo de los indicadores de calidad.

3.8 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se presentó en el sistema operado por la EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. (DISPAC) un total de 63 eventos en el año 2014 y 49 eventos en el año 2015, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:

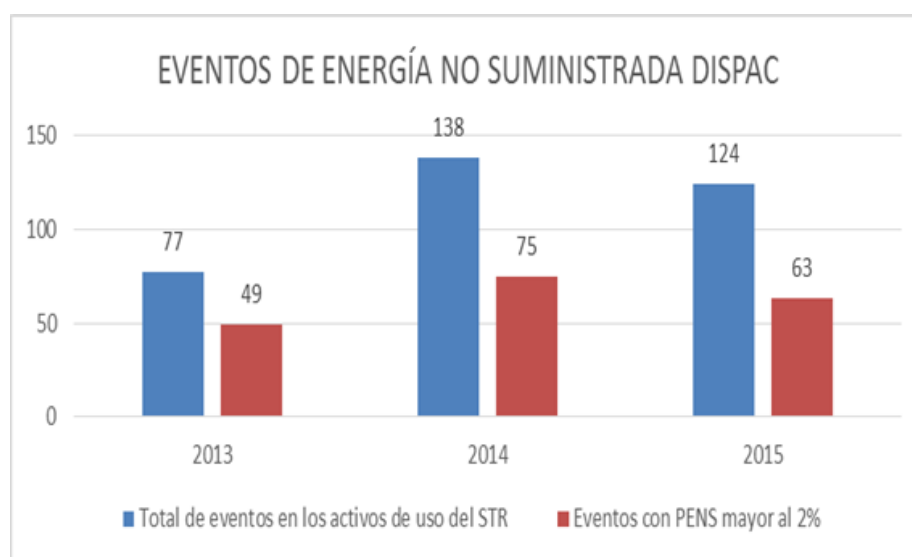


Figura 9: Comparativo de Eventos de Energía No Suministrada (2013, 2014, 2015)

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

Con relación a las indisponibilidades de activos de uso en el Sistema de Transmisión Regional – STR de DISPAC SA ESP, se observa claramente de la gráfica que para los activos asociados al STR, se continúan presentando un número significativo de eventos para la vigencia 2015, si bien se disminuyeron con relación a la vigencia 2014, son aún más que los presentados durante el año 2013.

El activo que tuvo mayor número de indisponibilidad fue la línea LA VIRGINIA - CERTEGUI 1 115 Kv.

4. ASPECTOS COMERCIALES

De acuerdo a la información suministrada por el SUI se presenta el análisis de los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, niveles de consumo, facturación, cumplimiento de la factura de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997, atención en oficinas de atención al usuario, tarifas, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otras, con el fin de analizar su estructura de mercado.

4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 13

Suscriptores Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. ESP 2014 – 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Suscriptores Nuevos	Variación %
		Suscriptores a Dic	% Participacion	Suscriptores a Dic	% Participacion		
1	Residencial	58.329	80,25%	65.524	83,29%	7195	12,34%
2	Residencial	5.607	7,71%	5.614	7,14%	7	0,12%
3	Residencial	2.696	3,71%	2.693	3,42%	-3	-0,11%
4	Residencial	7	0,01%	7	0,01%	0	0%
5	Residencial						
6	Residencial						
Total Residencial		66.339	91,27%	73.838	93,86%	7499	11,30%
Industrial	No Residencial	107	0,15%	111	0,14%	4	3,74%
Comercial	No Residencial	3.846	5,29%	3.929	4,99%	83	2,16%
Oficial	No Residencial	678	0,93%	710	0,90%	32	4,72%
Otros	No Residencial	1.716	2,36%	79	0,10%	-1637	-95,40%
Total No Residencial		6.347	8,73%	4.829	6,14%	-1518	-23,92%
TOTAL		72.686	100%	78.667	100%	5981	8,23%

Nota: Fuente SUI

Para el año 2015, los usuarios o suscriptores del estrato 1 (residencial) tuvieron una participación del 83,29% del mercado correspondiente a 65.524 suscriptores, lo que lo convierte en la mayor concentración de usuarios de la empresa, el estrato 3 tiene la segunda mayor participación en el mercado total de la empresa con 2.693 suscriptores (3,42%).

Adicionalmente calculando la variación porcentual en el sector residencial con respecto al año anterior, se puede observar que el estrato 1 tuvo el mayor crecimiento con 12.34% traducándose en 7.195 suscriptores más, el uso Otros (Provisional, Alumbrado Público y Especial Asistencial) del sector No Residencial reflejaron pérdidas de suscriptores de -23,92% pasando de 1.716 a 79 suscriptores, perdiendo 1.518 suscriptores.

Con corte al 31 de diciembre de 2015, la empresa de DISTRIBUIDORA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. ESP incorporó 5.981 nuevos suscriptores correspondiente a un incremento de 8,23 % respecto al año anterior, de los cuales el 6.14% corresponde a estrato no residencial y el 93,86% corresponde al residencial.

También se realizó una revisión del informe de Gestión 2015 publicado en la página WEB del prestador y no se encontraron diferencias en cuanto al número de

suscriptores para el 2015, indicando un número de 78.667 suscriptores tal como lo reporta el SUI, pero es importante aclarar que en la página el documento esta referenciado con el año 2016 pero hace referencia al año 2015

4.2 NIVELES DE CONSUMO

Tabla 14

Consumo Empresa Distribuidora de Energía del Pacífico S.A. ESP 2014 - 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Consumo (kwh)	% Participacion	Consumo (kwh)	% Participacion	
1	Residencial	84.249.057	56,50%	85.875.770	55,93%	1,93%
2	Residencial	11.741.208	7,87%	11.605.330	7,56%	-1,16%
3	Residencial	7.095.176	4,76%	7.050.650	4,59%	-0,63%
4	Residencial	62.323	0,04%	59.085	0,04%	-5,20%
5						
6	Residencial	3.432	0,00%			
Total No Residencial		103.151.196	69,18%	104.590.835	68,12%	1,40%
Industrial	No Residencial	685.244	0,46%	568.677	0,37%	-17,01%
Comercial	No Residencial	26.229.722	17,59%	26.680.574	17,38%	1,72%
Oficial	No Residencial	12.955.362	8,69%	14.316.385	9,32%	10,51%
Otros	No Residencial	6.091.728	4,09%	7.381.316	4,81%	21,17%
Total No Residencial		45.962.056	30,82%	48.946.952	31,88%	6,49%
TOTAL		149.113.252	100%	153.537.787	100%	2,97%

Nota: Fuente SUI

De acuerdo a la información de la tabla anterior, podemos identificar que el estrato 1 representa el mayor consumo de energía eléctrica con un total de 85.875.770 kwh correspondiente al 58,93%, y el consumo No Residencial representa el 31,88% con 48.946.952 Kwh.

Finalmente, de manera general, se concluye que el consumo para el sector Residencial como el No Residencial tuvo un incremento en 2,97% correspondiente a 4.424.534 kwh para el año 2015 comparado con el año inmediatamente anterior.

4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para enero de 2015 el CU de la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. ESP - DISPAC, se ubicó en los \$422.10 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$364,43 por kWh, representa un costo del 15.82% más alto entre vigencias.

En la gráfica a continuación se expone un comparativo para los años 2014 y 2015 el comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1. Para el año 2014, el costo unitario promedio anual fue de \$393.22 por kWh y para el año 2015 de \$433.60 por kWh

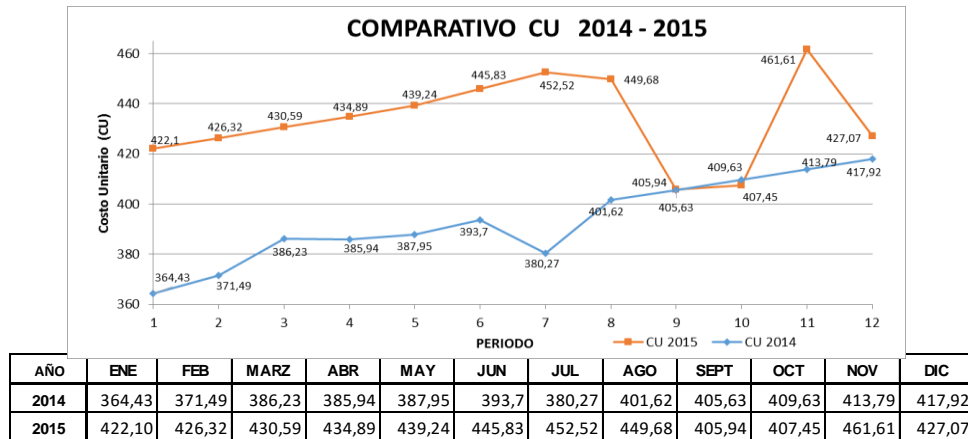


Figura 10: Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2014 -2015
Fuente Información Publicada por la E.S.P.

A pesar de la tendencia al alza que presenta el CU, en el mes de septiembre se evidencia un decremento en el valor del mismo alcanzando este el valor más bajo del año 2015.

En el mes de noviembre, el componente de GENERACIÓN, presenta el costo más alto del año alcanzando un valor de 461.61, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue de 40.18% y 25.69% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

Para la vigencia 2015, las fluctuaciones del CU de mayor consideración se presentaron entre los meses de septiembre y noviembre, con un decremento de 9.73% y un incremento del 13.29% respectivamente.

4.3.2. Análisis por componente del CU para los años 2014 – 2015

El año 2015, se mostró con un escenario complejo para el eslabón de la comercialización y en general del sector eléctrico. Durante la vigencia 2015 el fenómeno del niño afectó considerablemente el nivel de los embalses y por ende aumento de los precios de generación, la declaración de indisponibilidad de generadores térmicos y la potencial medida de racionamiento eléctrico, hicieron del año 2015 un año particular en su comportamiento, comparado con años anteriores que habían mostrado un comportamiento relativamente estable.

En este aparte se expone el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2015, comparado con su comportamiento durante el 2014.

4.3.2.1. Componente Generación

El comportamiento del componente de compra de energía, para el 2014 a pesar de mantener una tendencia a la alza presenta ciertas variaciones significativas, con lo que puede suponerse compras más eficientes por parte de la empresa en comparación con el 2015.

La variación porcentual más alta que se presentó fue del 23.57% en los meses de agosto-septiembre y la más baja en Noviembre-Diciembre de -13.83%, la fluctuación

más alta que presentó el componente en este periodo fue de 196.96 en el mes de noviembre.

Para el 2015, las variaciones más fuertes se presentaron durante noviembre y diciembre. Se alcanzaron variaciones porcentuales del 28.70% entre octubre-noviembre, pero también caídas del 19.24% entre noviembre-diciembre.

Para los meses de agosto, septiembre y octubre, las variaciones fueron menores y en promedio fueron estables, sin embargo en comparación con el 2014, éste año presentó en promedio variaciones más altas y con tendencia al alza.

El costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 163.96 y 174.22 respectivamente, lo que representa una diferencia entre años del 6.26% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario, para el 2015 ocupó un 40.18% de este.

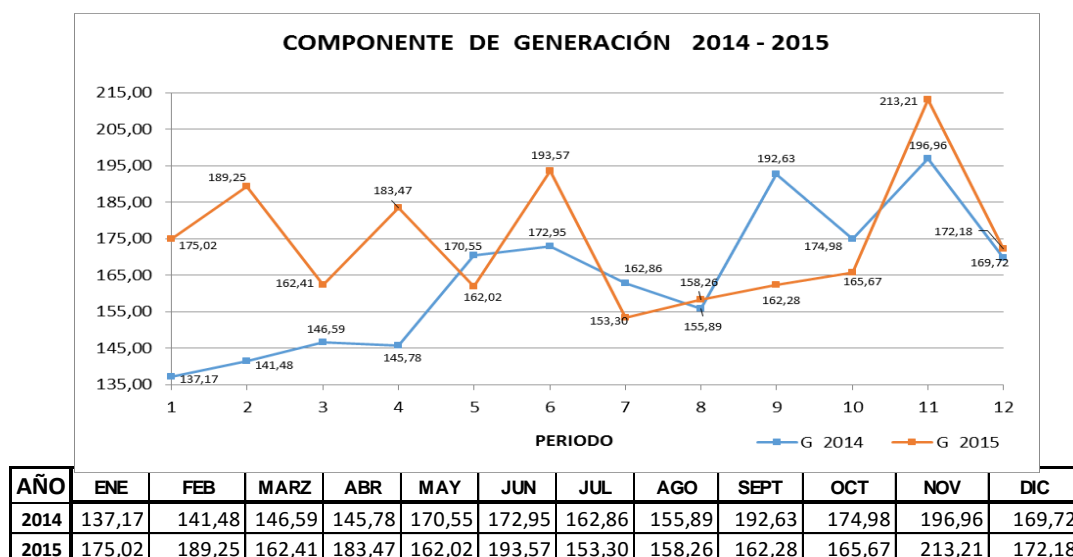


Figura 11: Comparativo Componente Generación 2014 – 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

El componente de Generación, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESP's para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos o en bolsa. El supuesto básico establece que una mayor exposición en bolsa, aumenta el riesgo de suministro de energía debido a la variabilidad de precios.

En el caso de DISPAC, se puede evidenciar que las condiciones de compra de energía para el 2014 y 2015 presentaron condiciones estables a partir de una menor dependencia de los precios de la bolsa y un mayor cubrimiento de compra de energía a partir de contratos bilaterales, solo se evidencia una mayor exposición en los últimos cinco meses del 2014 y los primeros cinco de 2015.

El comportamiento comparado de la exposición a bolsa para los años 2014 y 2015 se presenta en el siguiente gráfico.

Tabla 15
Porcentaje de exposición en bolsa

EXPOSICIÓN BOLSA			
MES	2014	2015	VARIAC.
ENE	9,16%	83,47%	74,31%
FEB	11,24%	45,33%	34,09%
MAR	11,09%	50,93%	39,84%
ABR	11,80%	49,21%	37,41%
MAY	11,28%	43,83%	32,54%
JUN	9,44%	3,54%	-5,90%
JUL	13,77%	-8,65%	-22,42%
AGO	57,65%	15,43%	-42,22%
SEPT	57,45%	0,99%	-56,47%
OCT	56,51%	33,44%	-23,08%
NOV	59,21%	-19,20%	-78,41%
DIC	58,15%	-1,61%	-59,76%

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

Tabla 16
Porcentaje de exposición en bolsa

MES	2014	2015	DIFERENCIAS	VARIACIÓN
ENERO	318.683.366,79	2.947.601.490,46	2.628.918.123,67	824,93%
FEBRERO	385.179.043,62	1.224.883.432,93	839.704.389,31	218,00%
MARZO	354.186.870,03	1.868.560.049,35	1.514.373.179,32	427,56%
ABRIL	827.982.717,35	1.395.047.115,99	567.064.398,64	68,49%
MAYO	925.870.827,55	1.955.428.985,18	1.029.558.157,63	111,20%
JUNIO	785.090.268,39	288.613.928,90	-496.476.339,49	-63,24%
JULIO	677.233.219,28	327.155.384,75	-350.077.834,53	-51,69%
AGOSTO	2.155.079.546,85	526.694.683,90	-1.628.384.862,95	-75,56%
SEPTIEMBRE	1.765.929.141,26	481.796.174,14	-1.284.132.967,12	-72,72%
OCTUBRE	2.140.073.228,14	1.896.771.706,63	-243.301.521,51	-11,37%
NOVIEMBRE	1.805.738.860,66	344.822.025,36	-1.460.916.835,30	-80,90%
DICIEMBRE	1.858.236.131,98	611.117.289,44	-1.247.118.842,54	-67,11%
TOTAL	13.999.283.221,90	13.868.492.267,03	-130.790.954,87	1227,59%

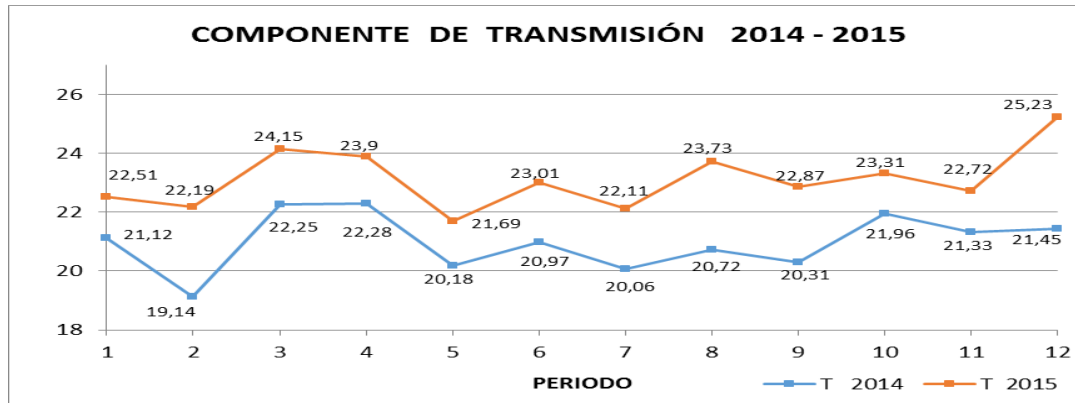
Nota: Fuente XM S.A.E.S.P.

4.3.2.2. Componente de Transmisión

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

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de TRANSMISIÓN para Dispac, se presentó durante el mes de marzo, mientras tanto para 2015, el mes de diciembre fue el periodo con mayor variabilidad.

La grafica a continuación presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	21,12	19,14	22,25	22,28	20,18	20,97	20,06	20,72	20,31	21,96	21,33	21,45
2015	22,51	22,19	24,15	23,9	21,69	23,01	22,11	23,73	22,87	23,31	22,72	25,23

Figura 12: Comparativo Componente Trasmisión 2014 – 2015

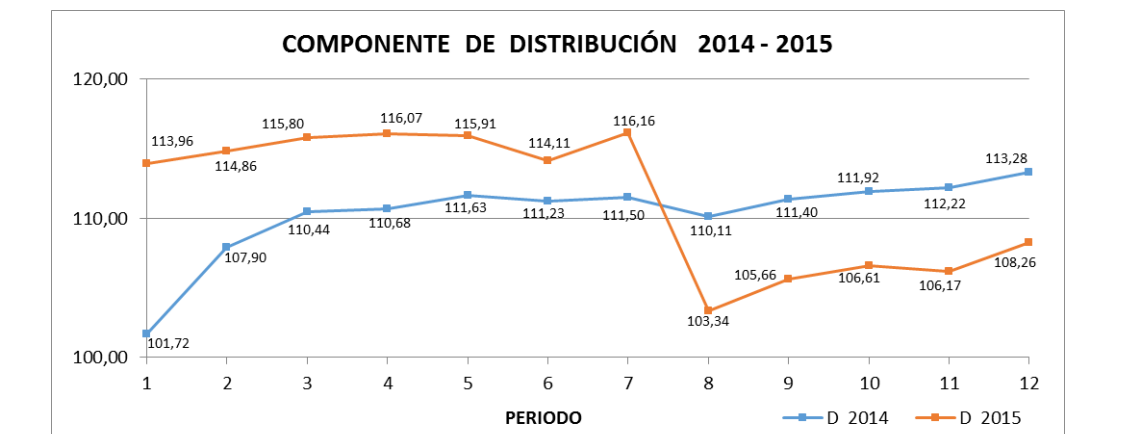
Fuente Información Publicada por la E.S.P.

Al igual que el año 2014, durante el 2015 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable. El componente de transmisión (T) se traslada de conformidad con la ubicación realizada por el operador del mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado promedio para el 2014 y 2015 de 20.98 \$/kWh y 23.12 \$/kWh respectivamente.

4.3.2.3. Componente de Distribución D

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario junto con la generación, para el 2015 ocupó un 25.69% de este. El costo promedio anual del componente de DISTRIBUCIÓN para Dispac, se ubicó en los \$110.34 por KWh en el año 2014 y \$111.41 por KWh para el 2015.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2015 comparado con su comportamiento durante el 2014



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	101,72	107,90	110,44	110,68	111,63	111,23	111,50	110,11	111,40	111,92	112,22	113,28
2015	113,96	114,86	115,80	116,07	115,91	114,11	116,16	103,34	105,66	106,61	106,17	108,26

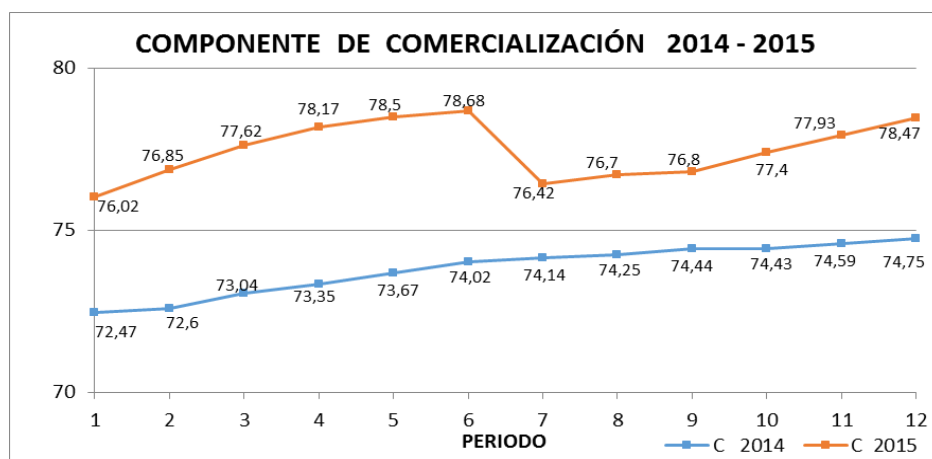
Figura 13: Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

4.3.2.4. Componente de Comercialización

Realizando un comparativo de 2014 y 2015, se puede observar que se mantiene la tendencia al alza de este componente, para el 2015 se destaca una leve variación del componente de comercialización en el mes de julio.

El promedio anual del componente de comercialización para Dispac, para el año 2014 fue de \$73.81 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$77.46 por kWh.



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	72,47	72,6	73,04	73,35	73,67	74,02	74,14	74,25	74,44	74,43	74,59	74,75
2015	76,02	76,85	77,62	78,17	78,5	78,68	76,42	76,7	76,8	77,4	77,93	78,47

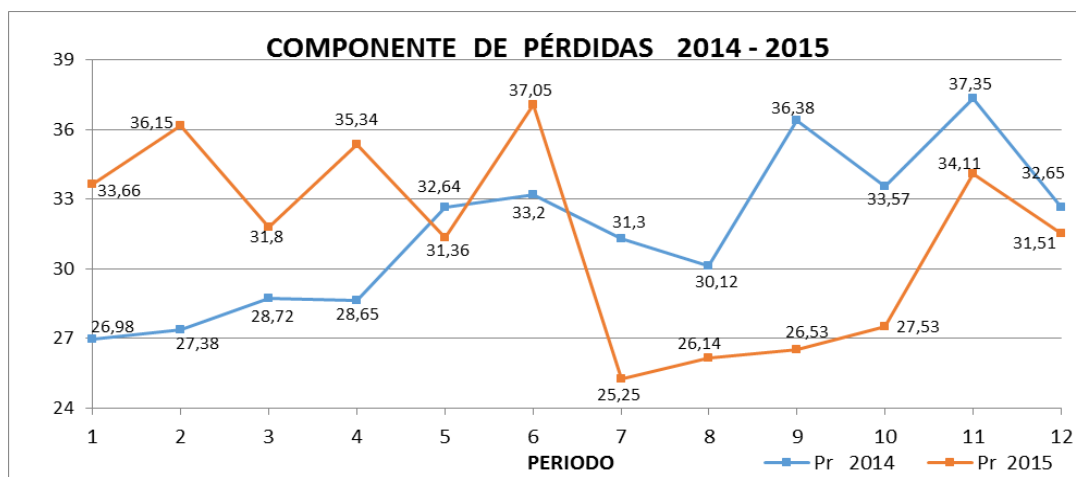
Figura 14: Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

4.3.2.5. Componente de Pérdidas

Se puede observar en la siguiente gráfica, que para el 2015 se presentaron mayores oscilaciones en este componente en comparación al 2014, sin embargo, el componente de pérdidas promedio en el 2014 fue de 31.58 cercano al del 2015 que fue de 31.37.

Los picos más representativos del año 2015 se presentaron entre los meses de marzo y diciembre.



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	26,98	27,38	28,72	28,65	32,64	33,2	31,3	30,12	36,38	33,57	37,35	32,65
2015	33,66	36,15	31,8	35,34	31,36	37,05	25,25	26,14	26,53	27,53	34,11	31,51

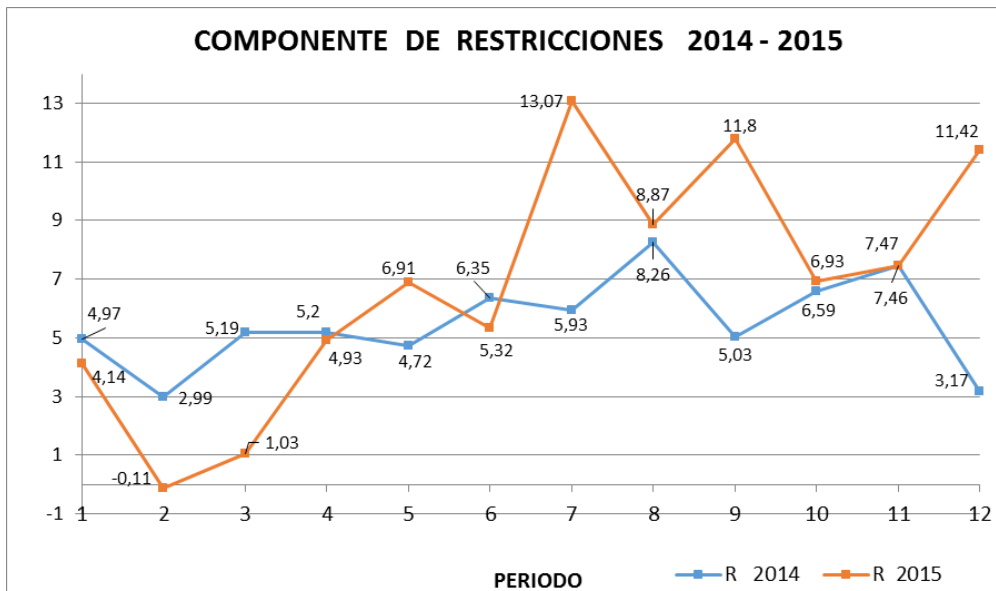
Figura 15: Comparativo Componente Perdidas 2014 – 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

4.3.2.6. Componente de Restricciones

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

En promedio se pagaron \$5.49 / kWh y \$6.82 / kWh durante el 2014 y 2015 respectivamente.



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	4,97	2,99	5,19	5,2	4,72	6,35	5,93	8,26	5,03	6,59	7,46	3,17
2015	4,14	-0,11	1,03	4,93	6,91	5,32	13,07	8,87	11,8	6,93	7,47	11,42

Fuente: Información Publicada por la ESP

Figura 16: Comparativo Componente Perdidas 2014 – 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

4.3.2.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio:

Tablas 17

Participación por Componente 2014 – 2015

MES	GM		TM		PR		DT		CV		RM		CUV
1	175,02	41,46%	22,51	5,33%	33,66	7,97%	113,96	27,00%	76,02	18,01%	4,14	0,98%	422,10
2	189,25	44,39%	22,19	5,21%	36,15	8,48%	114,86	26,94%	76,85	18,03%	-0,11	-0,03%	426,32
3	162,41	37,72%	24,15	5,61%	31,80	7,39%	115,80	26,89%	77,62	18,03%	1,03	0,24%	430,59
4	183,47	42,19%	23,90	5,50%	35,34	8,13%	116,07	26,69%	78,17	17,97%	4,93	1,13%	434,89
5	162,02	36,89%	21,69	4,94%	31,36	7,14%	115,91	26,39%	78,50	17,87%	6,91	1,57%	439,24
6	193,57	43,42%	23,01	5,16%	37,05	8,31%	114,11	25,59%	78,68	17,65%	5,32	1,19%	445,83
7	153,30	33,88%	22,11	4,89%	25,25	5,58%	116,16	25,67%	76,42	16,89%	13,07	2,89%	452,52
8	158,26	35,19%	23,73	5,28%	26,14	5,81%	103,34	22,98%	76,70	17,06%	8,87	1,97%	449,68
9	162,28	39,98%	22,87	5,63%	26,53	6,54%	105,66	26,03%	76,80	18,92%	11,80	2,91%	405,94
10	165,67	40,66%	23,31	5,72%	27,53	6,76%	106,61	26,17%	77,40	19,00%	6,93	1,70%	407,45
11	213,21	46,19%	22,72	4,92%	34,11	7,39%	106,17	23,00%	77,93	16,88%	7,47	1,62%	461,61
12	172,18	40,32%	25,23	5,91%	31,51	7,38%	108,26	25,35%	78,47	18,37%	11,42	2,67%	427,07
PROM	174,22	40,18%	23,12	5,33%	31,37	7,23%	111,41	25,69%	77,46	17,87%	6,82	1,57%	433,60

Nota: Fuente Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

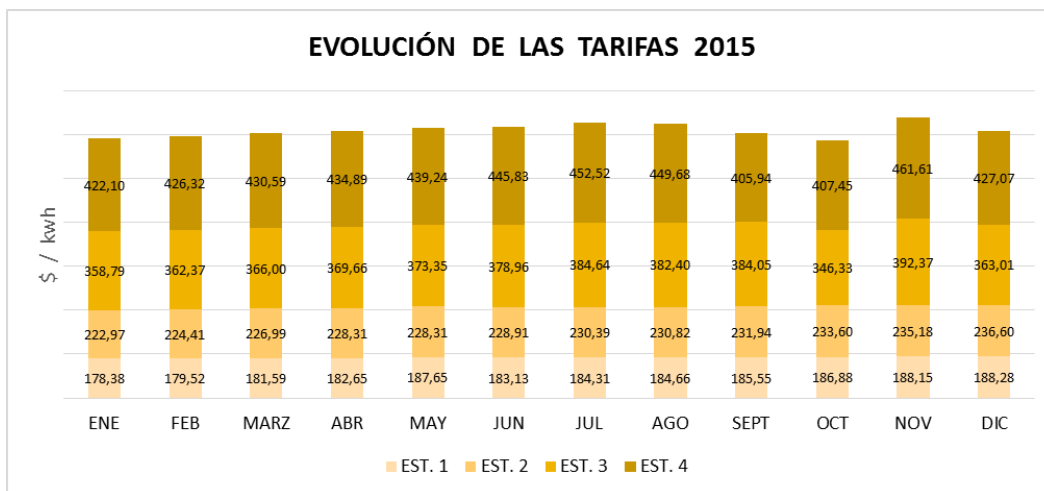
El 65.87% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año. Por otra parte, el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU alrededor del 1.5%, presenta una mayor variación durante el año.

4.3.3. Evolución de las tarifas 2015

Las tarifas analizadas corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el 2014 y 2015, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por la Empresa Distribuidora del Pacífico a cada estrato durante el año 2015; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 422.10 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 178.38 \$/kWh.



2015	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EST. 1	178,38	179,52	181,59	182,65	187,65	183,13	184,31	184,66	185,55	186,88	188,15	188,28
EST. 2	222,97	224,41	226,99	228,31	228,31	228,91	230,39	230,82	231,94	233,60	235,18	236,60
EST. 3	358,79	362,37	366,00	369,66	373,35	378,96	384,64	382,40	384,05	346,33	392,37	363,01
EST. 4	422,10	426,32	430,59	434,89	439,24	445,83	452,52	449,68	405,94	407,45	461,61	427,07

Figura 17: Tarifas mensuales por estrato 2015

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

4.3.4. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

En la siguiente tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2014 y 2015, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador

Tabla 18

Comparativo Subsidios y Contribuciones 2014 – 2015

EMPRESA	ACTIVIDAD	2014	2015	VARIACION	% VARIAC.	% PARTIC.
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	Estrato 1	(\$)14.950.684.240	(\$)17.628.008.305	(\$)2.677.324.065	17,91%	90,26%
	Estrato 2	(\$)1.401.477.195	(\$)1.637.995.681	(\$)236.518.486	16,88%	8,39%
	Estrato 3	(\$)242.517.543	(\$)265.083.292	(\$)22.565.749	9,30%	1,36%
	TOTAL SUBSIDIOS	(\$)16.594.678.978	(\$)19.531.087.278	(\$)2.936.408.300	17,69%	100%
	Industrial	(\$)53.223.042	(\$)48.520.712	(\$)-4.702.330	-8,84%	2,02%
	Comercial	(\$)1.982.645.944	(\$)2.250.273.847	(\$)267.627.903	13,50%	93,74%
	Provisional	(\$)118.015.677	(\$)101.769.715	(\$)-16.245.962	-13,77%	4,24%
	TOTAL CONTRIBUCIONES	(\$)2.153.884.663	(\$)2.400.564.274	(\$)246.679.611	11,45%	100%
	SUPERAVIT / DEFICIT	(\$)-14.440.794.315	(\$)-17.130.523.004	(\$)-2.689.728.689	18,63%	(\$)

Nota: Fuente SUI - Cálculos DTGE

Para el 2014 y 2015 el comportamiento del balance fue deficitario en los usuarios regulados, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, a pesar de que las contribuciones aumentaron para el 2015, el incremento que tuvieron los subsidios fue mucho mayor.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador en el 2014 fue \$14.440 millones y para el 2015 de \$17.130 millones.

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a los \$19.531 millones, de los cuales el 90.26% a los usuarios del estrato 1 (\$17.628 millones), casi el 8.4% a los del estrato 2 (\$1.637 millones) y por último el 1.36% (\$265 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$2.400 millones los cuales fueron en su mayoría (93.74%) del sector comercial (\$2.250 millones), el sector provisional representa el 4.24% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$17.130 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$19.531 millones y recaudar un total de \$2.400 millones por concepto de contribución.

4.4 FACTURACIÓN

Tabla 19

Valor de facturación por estrato o uso Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. ESP
2014 – 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Facturación Anual	% Participación	Facturación Anual	% Participación	
1	Residencial	31.678.285.285	56,43%	37.034.120.928	57,14%	16,91%
2	Residencial	4.454.757.529	7,93%	5.033.415.026	7,77%	12,99%
3	Residencial	2.753.239.103	4,90%	3.056.955.651	4,72%	11,03%
4	Residencial	24.267.672	0,04%	25.584.552	0,04%	5,43%
5	Residencial					
6	Residencial					
Total No Residencial		38.910.549.589	69,31%	45.150.076.157	69,66%	16,04%
Industrial	No Residencial	267.330.047	0,48%	242.666.211	0,37%	-9,23%
Comercial	No Residencial	10.261.648.111	18,28%	11.415.853.688	17,61%	11,25%
Oficial	No Residencial	4.794.764.463	8,54%	5.998.674.158	9,25%	25,11%
Otros	No Residencial	1.906.760.861	3,40%	2.009.578.341	3,10%	5,39%
Total No Residencial		17.230.503.482	30,69%	19.666.772.398	30,34%	14,14%
TOTAL		56.141.053.071	100%	64.816.848.555	100%	15,45%

Nota: Fuente SUI

El sector Residencial tiene una participación de 69,66% de la facturación correspondiente a \$ 45.150.076.157 COP mientras que el sector No Residencial una de 30,34% con \$ 19.666.772.398 COP para un total de \$ 64.816.848.555 COP, para el año 2015 tanto el sector Residencial como el No Residencial tuvieron un incremento de 15,45% respecto al año 2014, y una incorporación de 5,981 nuevos usuarios al sistema.

Por la cantidad de usuarios que se encuentran en los estratos 1 y 2, se identifica que aportan un total de \$ 42.067.535.954 COP correspondiente al 64,36% del total facturado, superando la facturación aportada por los sectores de uso Industrial, Comercial, Oficial y Otros con un 30,34% correspondiente a \$ 19.666.772.398 COP.

Cabe resaltar que el aumento de suscriptores para los estratos 1 y 2, estratos que aportan el 64,91% de la facturación, fue de 7202 equivalente al 90,43% del total de nuevos suscriptores en el sector Residencial.

De acuerdo al informe de gestión 2015 publicado en la página web, a diciembre de 2015 la empresa ha recaudado \$ 46.469,3 millones, de los cuales \$ 45.929 millones corresponde a lo recaudado por facturación y \$ 540,3 millones por subsidios Fondo de Energía Social (FOES).

4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura virtual de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 20

Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.	Cumple

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

Nota: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre varias facturas enviadas por la empresa correspondientes a la prestación del servicio público de energía eléctrica, se observa que de manera general se cumple con lo dispuesto en el artículo 42, de la Resolución CREG 108 de 1997, "Requisitos mínimos de la factura.

4.6. ATENCIÓN COMERCIAL

La Empresa ha venido implementando una encuesta la permite medir el nivel de satisfacción de los clientes (NSU) ,con el fin de mejorar la atención al cliente y resolver dentro de 15 días todas las peticiones , quejas y reclamos, esto asociado al mejoramiento continuo de las personas, procesos y tecnologías.

La Empresa cuenta con los siguientes puntos de atención de acuerdo a lo publicado en su página WEB:

Tabla 21

Puntos de Atención Empresa Distribuidora de Energía del Pacífico S.A. ESP – 2015

1-Quibdó
Carrera 7 No 24 – 76
2-Istmina
Carrera No. 21A- 13 segundo piso. Barrió Las Mercedes. Tel. 6702056
3-Tadó

Carrera 17 No 5-41 Barrio Carmelita – Tel. 6795046
4-Condoto
Calle Comercio frente al Banco Agrario
5-Cértegui
Barrió Santander frente al Comando de la Policía. No. 4-37
6-Unión Panamericana (Ánimas)
Barrio San Joaquín / Vía Animas -Tadó No. 5-75
7-Nóvita
Barrio Rosario
8-Bagadó
Barrio Villa Nueva calle principal
9-Medio San Juan (Andagoya)
Barrio La barca calle principal
10-Cantón de San Pablo (Managrú)
Barrio Virgen del Carmen

Nota: Fuente Página WEB ESP

Igualmente cuenta con la línea de reporte de daños 115, oficina de Atención al cliente Carrera 7 No. 24 – 76, teléfonos (4) 6711423 Opción 1, a través de la página de internet: www.dispac.com.co/contactenos, vía correo acliente@dispacsaesp.com y cuenta con una unidad móvil la cual va a los municipios donde se no se cuenta con oficinas o puntos atención.

4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

La información que se muestra a continuación, corresponde a la reportada por la empresa en los años 2014 y 2015 a través de la plataforma SUI.

Tabla 22

Causales PQRs DISPAC S.A. ESP 2014 – 2015

TIPO DE QUEJA	2014	2015	DIFERENCIA	% Participacion	Variación %
Aforo	1	3	2	0,07%	200,00%
Alto consumo	2197	2485	288	56,18%	13,11%
Calidad del servicio	210	216	6	4,88%	2,86%
Cambio de medidor o equipo de medida	12	15	3	0,34%	25,00%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	7	5	-2	0,11%	-28,57%
Cobro de otros cargos de la empresa	44	29	-15	0,66%	-34,09%
Cobro multiple	9	5	-4	0,11%	-44,44%
Cobros inoportunos	9	3	-6	0,07%	-66,67%
Cobros por servicios no prestados	148	119	-29	2,69%	-19,59%
Condiciones de seguridad o riesgo	115	145	30	3,28%	26,09%
Entrega y oportunidad de la factura	20	7	-13	0,16%	-65,00%
Error de lectura	57	35	-22	0,79%	-38,60%
Estrato	58	66	8	1,49%	13,79%
Falla en la prestación de servicio	6	8	2	0,18%	33,33%
Medidor o cuenta cruzada	4	3	-1	0,07%	-25,00%
Normalizacion del servicio	101	92	-9	2,08%	-8,91%
Otras inconformidades	1064	927	-137	20,96%	-12,88%
Pago sin abono a cuenta	78	95	17	2,15%	21,79%
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	30	26	-4	0,59%	-13,33%
Relacionada con cobros por promedio	48	82	34	1,85%	70,83%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	4	4	0	0,09%	0,00%
Solidaridad	2	4	2	0,09%	100,00%
subsidios y contribuciones	32	34	2	0,77%	6,25%
Suspension por mutuo acuerdo	3	14	11	0,32%	3,66%
Terminacion de contrato		1	1	0,02%	100,00%
TOTAL	4259	4423	222	100%	3,85%

Nota: Fuente SUI

Comparando los datos de 2015 con el año inmediatamente anterior, encontramos que hubo un aumento de PQRs en 3,85% representado en 222 quejas, adicionalmente, la

diferencia más grande en número de quejas de un año a otro corresponde a la causal “Alto Consumo” con un incremento de 13,11% y un valor de 288, por lo que se recomienda a la empresa revisar dicha situación.

La causal “cobros Inoportunos” se redujo en -66,67% pasando de 9 a 3 casos. La segunda causal con el numero quejas más alto fue “Otras Inconformidades” donde se disminuyó respecto al año anterior pasando de 1064 a 927 es decir redujeron sus quejas en 137 en un porcentaje de 12,88%.

Las quejas por “Aforo” aumento en un 200%, mientras que las quejas por “Relacionada Por Cobros Promedio” se aumentaron en un 70,83%.

Las causales “Error en la Lectura” y “Otras Inconformidades”, se redujeron en 22 y 137 quejas respecto al año anterior lo que podría indicar que se han tomado medidas para reducir las inconformidades por estas causales relacionadas directamente con la prestación del servicio percibida por los usuarios.

4.8. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa Distribuidora de Energía del Pacífico S.A. ESP, publicado en la página web, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7, 37 y 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 y 5 de la Resolución CREG 225 de 1997, donde se obtuvo lo siguiente:

Tabla 23
Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	DISPAC S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	si cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	DISPAC S.A. ESP
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Si Cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Si Cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y otros conceptos	Res CREG 108/97, art 27°	Si Cumple
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	Si Cumple

Nota: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre el Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa, frente a lo establecido en la Resolución CREG 108 DE 1997, Artículo 7°, la Resolución CREG 225 De 1997, Artículo 5°, en su contenido no se encontró:

- Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.

4.9. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Tabla 24

Verificación cumplimiento información publicada en página web

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1	Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53. Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	Cumple
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	Cumple

Nota: Verificación DTGE

Realizada la verificación, se evidencia que la empresa da cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 53 de la Resolución 156 de 2011.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 25

Evaluación de la gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13,38%	6%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	21,80	7	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46	46	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24,93	33	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	1,68	Cumple

Nota: Fuente SUI

La empresa solamente cumple con los referentes de razón corriente y cuentas por cobrar, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, como se puede observar en el gráfico anterior.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador Empresa Distribuidora del Pacífico S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

En la siguiente tabla se presenta las solicitudes de reversiones del prestador durante el año 2014-2015. Las reversiones son solicitudes de cambio de la información previamente cargada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información - SUI. Cada solicitud de reversión indica que el prestador ha cometido un error en el reporte de información en algún formato, ya sea comercial, técnico o financiero y debe ser modificada para garantizar la calidad y oportunidad de la misma.

Tabla 26

Solicitudes de reversión

Id. Solicitud	Fecha de Creación	Estado
---------------	-------------------	--------

1424	02/05/2014	TRAMITADA
1765	25/06/2014	TRAMITADA
2993	07/11/2014	TRAMITADA
3088	19/11/2014	TRAMITADA
4731	17/04/2015	TRAMITADA
10437	03/12/2015	TRAMITADA
10439	03/12/2015	TRAMITADA

Nota: Fuente DBSUI

Como se muestra en la tabla anterior, durante el año 2014 y 2015 se tramitaron y se aprobaron 7 reversiones. El estado en la que se encuentran es "tramitado", es decir que fueron aprobadas las solicitudes presentadas por el prestador y actualmente se encuentra la nueva información cargada y certificada en el sistema SUI. En la siguiente tabla se detalla los formatos y las fechas de modificación de información.

Tabla 27
Formatos y fechas de modificación de información

Tipo Periodo	Estado	Formato	Año	Periodo	Estado
A	Certificado	COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2009	1	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 2 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	2014	4	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 3 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	2014	4	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 21	2014	9	EJECUTADA
A	Certificado	PLAN CONTABLE	2012	1	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 1 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	2013	10	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 11	2015	7	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 11	2015	8	EJECUTADA
A	Certificado	Información General	2015	1	EJECUTADA

Nota: Fuente DBSUI

Por otro lado, con respecto a la oportunidad de cargue este tema se evalúa teniendo en cuenta el numero de formatos habilitados y el numero de formatos certificados por el prestador en cada periodo de cargue de información. Estos indicadores se calculan dependiendo la periodicidad del reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el numero de formatos pendientes y su porcentaje de cargue.

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de cargue de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI..

Tabla 28
Oportunidad de carga de información

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-C-1004-Comercializadores dentro del Mercado	100	NaN	NaN	NaN
	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO]	NaN	NaN	NaN
	452-FORMATO 15	100	NaN	NaN	NaN
	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	451-FORMATO 14	NaN	100	NaN	NaN
	458-FORMATO 21	100	NaN	NaN	NaN
	448-FORMATO 11	100	NaN	NaN	NaN
	1360-FORMATO 1 - 480 ISAGEN	100	NaN	NaN	NaN
	457-FORMATO 20	NaN	NaN	NaN	100
	443-FORMATO 6	91,66666667	NaN	NaN	NaN
	453-FORMATO 16	NaN	NaN	NaN	100
	454-FORMATO 17	NaN	NaN	100	NaN
	1467-FORMATO 2 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1501-FORMATO 3 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
1404-FORMATO 1 - 3226 DISPAC S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN	
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	NaN	100	100	NaN
	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL	NaN	NaN	100	NaN

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	PROYECTADO ENERGIA RES 2395				
TÉCNICO OPERATIVO	ENE-T-1003-Formulario 10	100	NaN	NaN	NaN
	465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	NaN	NaN	NaN	100
	456-FORMATO 19	NaN	NaN	NaN	100
	441-FORMATO 4	100	NaN	NaN	NaN
	442-FORMATO 5	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-T-1001-Formulario 7	NaN	NaN	NaN	100
	460-FORMATO 23	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-T-1002-Formulario 9	NaN	NaN	NaN	100
	463-FORMATO 25	NaN	100	NaN	NaN
	455-FORMATO 18	NaN	NaN	100	NaN
	445-FORMATO 8	NaN	NaN	NaN	100
	461-FORMATO 24	NaN	NaN	100	NaN
	459-FORMATO 22	NaN	NaN	100	NaN

Nota: Fuente DBSUI

En promedio el prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

Sin embargo, la superintendencia realiza el seguimiento del cargue de información a través de varias herramientas de consulta y estadística para dar cumplimiento y mejorar la oportunidad del cargue de información del prestador. Así mismo, realiza la evaluación de la información cargada por el prestador para identificar tanto la coherencia como la calidad de la misma con el fin de mejorar los procesos de vigilancia que se realizan a través del reporte de información del prestador.

7. ACCIONES DE LA SSPD

A continuación se muestra la información suministrada por la Dirección de Investigación de Energía y Gas Combustible:

Tabla 29

Acciones de la SSPD frente a la empresa

Nro Expediente	Número de Resolución	Nit. Empresa	Nombre de la Empresa	Tipo de Sanción	Valor Final	Motivos	Firmeza
2012240350600024E	20142400044095	8180016294	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	MULTA	\$149.688.000	POR INCUMPLIMIENTO A OTRAS OBLIGACIONES DEL PRESTADOR	pendiente resolver rep
2013240350600014E	20152400009695	8180016294	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	MULTA	\$29.640.100	FALTA DE OPORTUNIDAD EN EL ENVIO DE LA INFORMACION AL SUI	pendiente resolver rep

Nota: Fuente Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible

Adicionalmente se realizaron visitas técnicas en las siguientes fechas:

- Del 12 al 15 de Mayo de 2015 se realizó visita técnica con el propósito de realizar la evaluación Integral de la Empresa, en sus aspectos comerciales.
- El día 21 de agosto se realizó visita técnica con el propósito de participar en la mesa de trabajo en la ciudad de Quibdó Choco, durante el desarrollo de la visita se conoció de parte de las autoridades vocales de control y usuarios, las principales problemáticas que se presentan en la ciudad de Quibdó y en los municipios aledaños del departamento del Choco, de la cual se resalta constantes interrupciones en el servicio, presuntas irregularidades en los equipos de medición e infraestructura en mal estado.
- Los días 26 y 27 de Agosto de 2015 se realizó una visita técnica con el propósito de dar cumplimiento a la meta de seguimiento y evaluación a la prestación de los servicios públicos en el departamento del Choco – Servicio de Energía.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

- La compañía presenta utilidad operacional en el 2015 superando la pérdida presentada en la vigencia anterior, esto indica un mejor comportamiento en la gestión operativa de la compañía.
- El decrecimiento de la utilidad neta está ligada a un comportamiento que se presentó en el año 2014, en el cual la prestadora revela recuperaciones de gastos con valores de naturaleza contraria y con lleva a mejoras de utilidad, estas mejoras corresponden a ajustes de ejercicios anteriores – Interventoría por valor de -\$1.484 millones de pesos.
- La empresa revela niveles de endeudamiento por el orden del 12%, indicando que la compañía principalmente se apalanca con recursos propios.
- Se observó que el AEGR de la empresa no cargo la información correspondiente al informe de viabilidad financiera y demás informes establecidos en la Resolución 20161300012295 de 2006 “Por la cual se fijan los criterios en relación con las Auditorías Externas de Gestión y Resultados y sobre el reporte de información a través del Sistema único de información – SUI”, por lo que se solicitará a la empresa nos sea aclarado porque no se efectuó dicho cargue.

Comerciales

- Según revisión efectuada sobre el Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa, frente a lo establecido en la Resolución CREG 108 DE 1997, Artículo 7°, la Resolución CREG 225 De 1997, Artículo 5°, en su contenido no se encontró la transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.

Tarifarias

- Durante el 2015, las tarifas presentaron un comportamiento con tendencia a la alza, el costo unitario de prestación promedio fue de \$433.60/kWh.
- En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía G y los cargos de distribución D, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.
- Con respecto a los subsidios y contribuciones en el 2015 se presentó un déficit de \$17.130 millones.

Proyectó: Rocío del Pilar Hernández – Profesional DTGE
Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE
Paola Peñaranda – Profesional DTGE
Luz Mireya Parrado – Profesional DTGE
Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC

Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Director Técnico de Gestión de Energía
Francisco Toro Zea –Contratista SDEGC

Aprobó: José Fernando Plata Puyana – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible.