

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE
SANTANDER S.A. E.S.P.**



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, mayo de 2014**

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P se constituyó en el año 1952 para desarrollar las actividades de transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. La empresa tiene un capital autorizado de \$60.000.000.000, moneda corriente, dividido en 12.000.000.000 acciones con un valor nominal de \$5 cada una, de las cuales están suscritas y pagadas 7.591.149.725 acciones. Tiene su domicilio principal en la ciudad de Cúcuta. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 15 de abril de 2015.

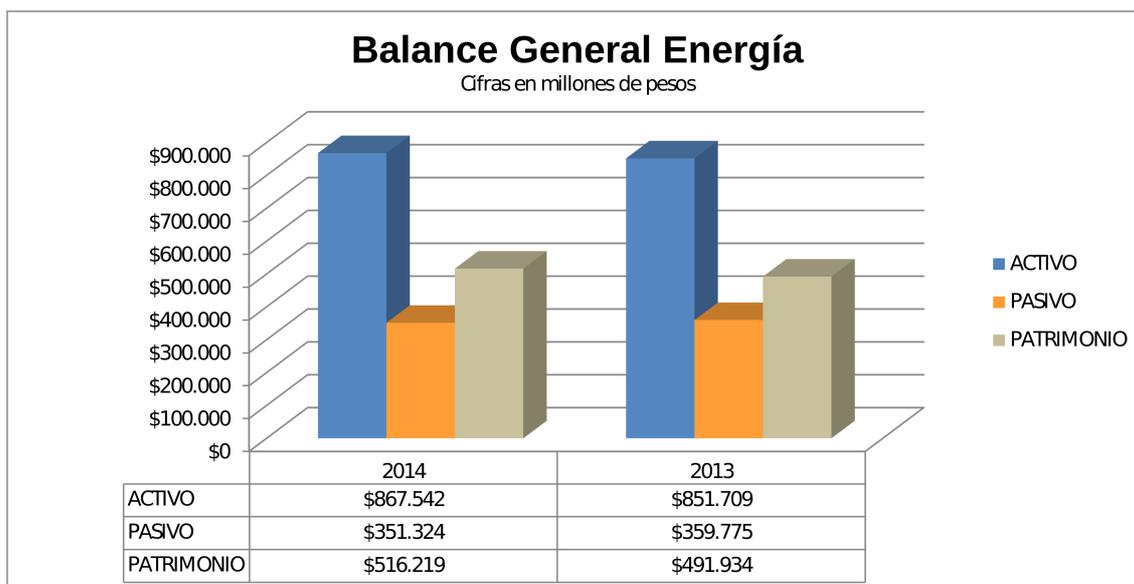
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP
Sigla	CENS S.A. ESP
Nombre del gerente	Luis Alberto Rangel Becerra
Actividad desarrollada	Transmisión, Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1952
Mercado que atiende	Norte de Santander

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.2. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$867.542.372.334	\$851.708.888.718	1,86%
Activo Corriente	\$157.966.967.352	\$148.003.348.186	6,73%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$264.338.203.604	\$247.743.333.424	6,70%
Inversiones	\$1.180.971.151	\$2.036.435.208	-42,01%
Pasivo	\$351.323.714.566	\$359.775.332.680	-2,35%
Pasivo Corriente	\$122.982.798.382	\$117.256.818.791	4,88%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$516.218.657.768	\$491.933.556.038	4,94%
Capital Suscrito y Pagado	\$7.591.149.725	\$7.591.149.725	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Activo

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$867.542 millones, presentando un incremento de 1,86% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Pasó de \$2.036 millones a \$1.180 millones como consecuencia de la disminución en la inversión administración de liquidez renta fija, la cual decreció en \$855 millones por el retiro del CDT en el banco Colpatria S.A. por un valor de \$851 millones de pesos, según notas a los estados financieros.

Deudores: Esta cuenta que en el activo representa el 11,88% a diciembre de 2014, presentó un incremento del 11,12% con relación al mismo periodo de la vigencia anterior, pasando de \$92.762 millones a \$103.074 millones. De este rubro, se destaca la cuenta de servicios públicos que aumentó el 11,57% con respecto a la cuenta general por el saldo no girado por los subsidios liquidados durante el último trimestre

del 2014 y el valor de servicio de energía correspondiente a los procesos de insolvencia y a las deudas que se encuentran en cobro por la vía jurídica. Además, se evidencia un aumento en la cuenta anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones del 28,61% con respecto al año anterior, debido al cruce de auto retenciones en la fuente y CREE y el impuesto liquidado por los mismos conceptos en el año, según lo definido en las notas a los estados financieros.

Propiedad Planta y Equipo: Este importante rubro del activo, que a diciembre de 2014 representaba el 30,47% del mismo, presentó un incremento del 6,70% con relación al año anterior al ubicarse en \$264.338 millones. Sobresale la disminución de la depreciación del 56%, 11% y el 7%, respectivamente, en las cuentas de redes, líneas y cables (\$146.698 millones), construcciones en curso (\$29.206 millones) y edificaciones (\$18.697 millones).

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$1.041	\$0	\$1.029	\$4.806	\$5.836
Construcciones en Curso	\$18.899	\$0	\$29.206	\$0	\$29.206
Maquinaria, Planta y Equipo en Montaje	\$38.806	\$0	\$485	\$0	\$485
Edificaciones	\$127.957	-\$9.265	\$18.697	\$19.011	\$37.707
Plantas, Ductos y Túneles	\$84	-\$49.992	\$16.777	\$36.605	\$53.382
Redes, Líneas y Cables	\$122	-\$171.466	\$146.698	\$358.211	\$504.909
Maquinaria y Equipo	\$662	-\$2.360	\$3.038	\$790	\$3.828
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$216	-\$2.577	\$2.175	\$1.009	\$3.184
Equipos de Comunicación y Computación	\$187.281	-\$5.249	\$6.437	\$357	\$6.795
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$3.675	-\$4.325	\$1.885	\$2.515	\$4.400
Depreciación Diferida	\$49.236	\$0	\$28.241		\$28.241
TOTALES	\$510.883	-\$245.234	\$264.338	\$423.304	\$687.643

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros Activos: Para diciembre de 2014 esta cuenta representaba el 49,80% del activo. Las valorizaciones pasaron de \$437.439 a \$432.211, siendo el rubro más representativo el de valorizaciones en redes líneas y cables que para el 2014 alcanzó la suma de \$358.211 millones de pesos.

Pasivo

A diciembre 31 de 2014 el pasivo de la compañía se ubicó en \$351.323 millones, presentando una disminución del 2,35%, en relación con el mismo periodo del año anterior, equivalente a \$8.451 millones. Dentro de las cuentas que lo componen, encontramos las siguientes: Cuentas por pagar \$74.823 millones, Obligaciones laborales \$5.365 millones, Pasivos estimados y provisiones \$167.772 millones y Otros pasivos \$32.629 millones.

En la Cuenta de cuentas por pagar se destaca el rubro de adquisiciones de bienes y servicios nacionales por un valor de \$ 55.726 millones, de los cuales \$40.594 millones corresponden a compra de energía. En los pasivos estimados y provisiones el rubro de provisión para pensiones alcanzó para el año 2014 la suma de \$148.105 millones.

Patrimonio

El patrimonio, que a diciembre de 2014 alcanzó la suma de \$516.218 millones, presentó un incremento de \$24.285 millones respecto del año anterior, como consecuencia del aumento de la cuenta reservas de ley que tuvo un alza de \$10.966 millones con respecto al 2013 y de la cuenta Resultado de ejercicios anteriores que para el 2014 presentó un saldo de 29.140 millones, todo lo cual contrarrestó la disminución de la utilidad para 2014, la cual tuvo un descenso de \$14.019 millones respecto del 2013.

Frente a su estructura financiera, para el año 2014, el pasivo representó un 40,50% de los activos y el patrimonio un 59,50%; en 2013, correspondió a 42,24% y 57,76% respectivamente.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$505.517.827.190	\$475.126.084.787	6,40%
Costos Operacionales	\$397.611.242.440	\$365.201.826.686	8,87%
Gastos Operacionales	\$84.775.088.719	\$94.491.455.319	-10,28%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$23.131.496.031	\$15.432.802.782	49,89%
Otros Ingresos	\$18.665.817.847	\$38.874.028.209	-51,98%
Otros Gastos	\$8.664.812.565	\$7.155.216.345	21,10%
Gastos de Intereses	\$5.609.278.592	\$5.963.269.367	-5,94%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$33.132.501.313	\$47.151.614.646	-29,73%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales provienen principalmente de las actividades de **Transmisión, Comercialización y Distribución**, y para diciembre de 2014 alcanzaron la suma de \$505.518 millones, esto es, 6,40% más que en diciembre de 2013, básicamente por el incremento del 8,52% en la comercialización respecto del año anterior, el cual se vio contrarrestado por la disminución de los ingresos provenientes de la transmisión que cayeron un 72,43% en el 2014 como consecuencia del “menor uso de la línea Corozo – San Mateo por parte de ISAGEN para transferencia de energía a Venezuela”, según lo expresado en las notas a los estados financieros.

Los Costos Operacionales, que representan el 75,8% de los Ingresos Operacionales a diciembre de 2014, aumentaron 8,87% con respecto al año anterior, pasando de \$365.202 millones en el 2013 a \$397.611 millones en 2014. De los rubros que componen esta cuenta, es preciso destacar el incremento de los costos de venta de servicios públicos en \$32.871 millones y la disminución en el costo de bienes comercializados en \$462 millones con respecto a la vigencia anterior. Este costo de la operación comercial fue consecuencia de la disminución de las reservas hídricas en los embalses de las plantas de generación a nivel nacional, debido al verano presentado en el país que ocasiono incrementos en los precios de la energía en bolsa según lo dicho en notas a los estados financieros.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 se redujeron un 10,28%, pasando de \$94.491 millones en el 2013 a \$84.775 millones en el 2014, y están compuestos de la siguiente manera: gastos administrativos (72%) y provisiones, depreciaciones y amortizaciones (28%). Los gastos de administración disminuyeron \$2.549 millones ubicándose en \$61.373 millones a diciembre de 2014, entre los cuales 44% corresponden a contribuciones imputadas, y un 21% a gastos generales.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 disminuyó \$7.167 millones. Este rubro evidenció los siguientes comportamientos: provisión para obligaciones fiscales \$17.642 millones, provisión para protección de inversiones \$4.054 millones, provisión para contingencias \$3.056 millones, provisiones para deudores \$1.549 millones, depreciación propiedad planta y equipo \$861 millones y amortización de intangibles \$273 millones.

La cuenta de otros ingresos para la vigencia 2014 suma \$18.666 millones, y está compuesta por: Ingresos Financieros (\$3.635 millones) e Ingresos Extraordinarios (\$15.011 millones). Dentro de los ingresos financieros se destacan \$1.653 millones por intereses y rendimientos de deudores y \$1.075 millones recargo por mora.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$8.665 millones, siendo los más importantes los intereses con un 65%, extraordinarios 26% y las comisiones con el 5% del total de esta.

“La empresa generó ingresos operacionales por \$517,488 millones, superiores respecto al año anterior en \$30,798 millones equivalente al 6%, a pesar de no existir transferencia de energía a Venezuela a través de la línea San Mateo – El Corozo. Estos ingresos están representados en \$458,494 millones por ventas de energía, \$41,131 millones por remuneración de activos del sistema de transmisión regional, nacional y de distribución local, así como \$17,863 millones por otros servicios asociados.

Los costos y gastos operacionales ascendieron a \$461,651 millones, de los cuales el costo de operación comercial representa el 63.9% y equivale a \$294,902 millones, reflejando un 2013. El incremento de los costos operacionales se originó principalmente

por el crecimiento de la demanda y las mayores ventas en el mercado regulado (56.6 GWh), así como el aumento de los precios de energía en bolsa, que para el mes de abril en promedio ascendió a \$374/kWh, influenciado por los bajos aportes hídricos durante el año y el anuncio del eventual fenómeno de El Niño por parte del IDEAM. Con el fin de mitigar este impacto, la administración realizó ingentes esfuerzos en la reducción de costos y gastos administrativos por \$3.058 millones.

El resultado no operacional presenta una disminución con relación al año 2013 de \$17,096 millones, influenciado principalmente porque en 2013 hubo recuperación del gasto en la igualación de bases por cambio de metodología para el cálculo de la provisión de deudores y litigios por un monto de \$8,682 millones, así como por la conciliación con la DIAN del proceso de la declaración de renta 2004 por un valor de \$7,379 millones". (información proporcionada por la Auditoría externa de gestión y resultados).

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P presentó a diciembre de 2014 una utilidad neta de \$33.133 millones, esto es, \$14.019 millones menos que en el 2013, mientras que el ebitda de la compañía alcanzó en el 2014 la suma de \$85.456 millones, incrementándose con respecto al año anterior en \$7.790 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1,28	1,26
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	58	56
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	51	53
Activo Corriente Sobre Activo Total	18,21%	17,38%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	40,5%	42%
Patrimonio Sobre Activo	59,5%	58%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	35%	33%
Cobertura de Intereses- Veces	14,18	11,75
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$85.455.807.249	\$77.665.969.730
Margen Operacional	17%	16%
Rentabilidad de Activos	10%	9%
Rentabilidad de Patrimonio	12%	11%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La Razón Corriente a Diciembre de 2014 fue de 1,28 veces, indicador que presenta un aumento de 0,2 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Según la Auditoría **Externa de Gestión de Resultados** de la Empresa, este indicador "desmejora respecto a los períodos anteriores, impactado principalmente por factores como:

- *Al cierre de 2014 el Gobierno nacional tiene un saldo pendiente por girar como déficit de los subsidios otorgados a los estratos 1,2 y 3 por valor de \$2.050 millones, situación contraria al 2013 cuando esta cuenta presenta saldo 0.*
- *La cartera corriente por concepto de servicio de energía a diciembre de 2014 registra saldo por \$62.654 millones y en 2013 por \$55.087 millones.*
- *Se incrementa la cartera corriente en un 33% en referencia al 2013 cuando pasa de \$18.000 a \$24.114 millones, debido al crecimiento en las ventas por \$4.262 millones, es decir un 12.25%, motivado por el ingreso de 15.929 nuevos clientes, por el incremento en la tarifa del 6.3% en comparación con el mismo periodo del año anterior y por la liquidación y actualización de los sectores 02, 25 y 90 el último día hábil del mes, acción que representa \$4.231.*
- *Se cuenta al cierre de 2014 con anticipo a favor en impuestos por \$19.272 y en el 2013 por \$14.984 millones.*
- *En el pasivo porción corriente se ve afectado por la cuenta Pasivos estimados- Provisión para pensiones \$24.283 en 2013 en tanto que en 2014 este saldo es por \$19.635 millones por efecto de una disminución en el cálculo actuarial de \$193.662 millones a \$186.449 millones, según estudio del año 2014"*

Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 2 días pasando de 56 días en 2013 a 58 días en 2014. La empresa tarda 51 días en realizar el pago de sus obligaciones, esto es, 2 días menos que en el 2013, año en el que tardó 53 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue de 40,5%, lo que evidencia una disminución del 1,7% con respecto al 2013, año en el cual su nivel de endeudamiento fue del 42%. El Pasivo corriente representa el 35% del total de los Pasivos, por lo que el 65% restante pertenece a Pasivos de largo plazo.

En concepto de la Auditoría **Externa de Gestión de Resultados**, *“el nivel de endeudamiento es inferior al 50% para la entidad, situación que la favorece, en especial cuando al evaluar encontramos que el endeudamiento con costo no supera el 20%, lo anterior, dado que CENS ha financiado sus inversiones y necesidades de capital de trabajo principalmente con los flujos propios del negocio, manteniendo al mínimo sus niveles de endeudamiento. Sin embargo, de acuerdo con la estrategia del Grupo y con el fin de optimizar su estructura de balance, la compañía decidió incorporar a sus fuentes de financiamiento recursos de deuda.”*

Rentabilidad

El margen operacional de la Empresa a 31 de diciembre de 2014 fue de 17%, disminuyendo en 2 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activo se posiciono en 16%, presentando una disminución de 1 punto porcentual con respecto al 2013. La rentabilidad del patrimonio reveló una mejora de 1% respecto al mismo periodo de 2013, que fue del 11%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

De acuerdo con el informe del AEGR, CENS S.A. ESP cuenta con una infraestructura eléctrica conformada por 102 circuitos primarios en el nivel de tensión 13,8 kV, 18 circuitos a nivel de 34,5 kV, 13 circuitos de alta tensión en 115 kV y dos circuitos a 230 kV. La capacidad instalada para atender sus clientes es de 864.5 MVA que corresponde a un aumento de 37,9 MVA (4,6%) con respecto a 2013. El número de transformadores de distribución con corte a diciembre de 2013 era de 16.652 y a corte de diciembre de 2014 se incrementó a 17.672, es decir, un aumento de 1020 transformadores para atender la nueva demanda. La longitud en km de líneas en los diferentes niveles de tensión a diciembre de 2013 era de 21.769 km., pasando en diciembre de 2014 a 22.903,8 km, es decir, un aumento de 1.134,8 km.

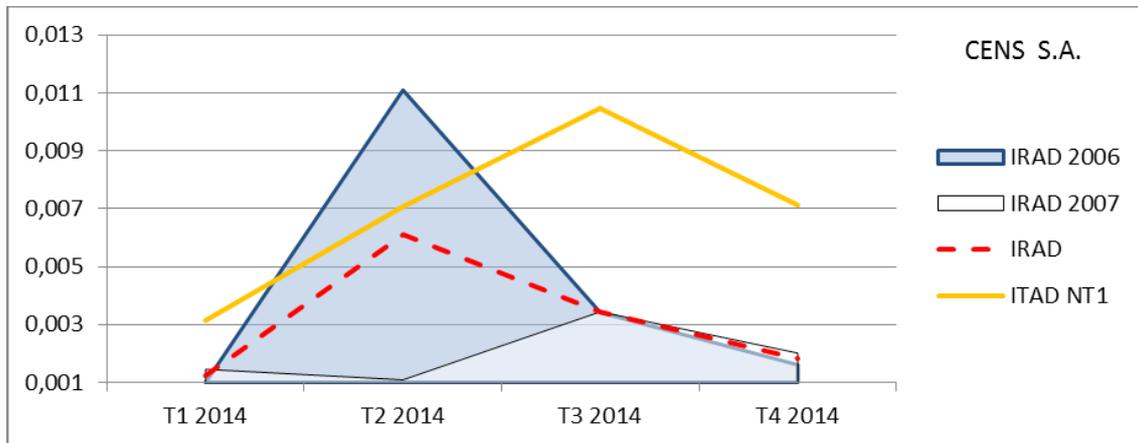
3.2 Continuidad

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

En la Resolución CREG 169 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.

Las gráficas 1 y 2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha mejorado la calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha desmejorado. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual por lo menos debe estar el ITAD para cumplir con la meta de calidad del servicio.

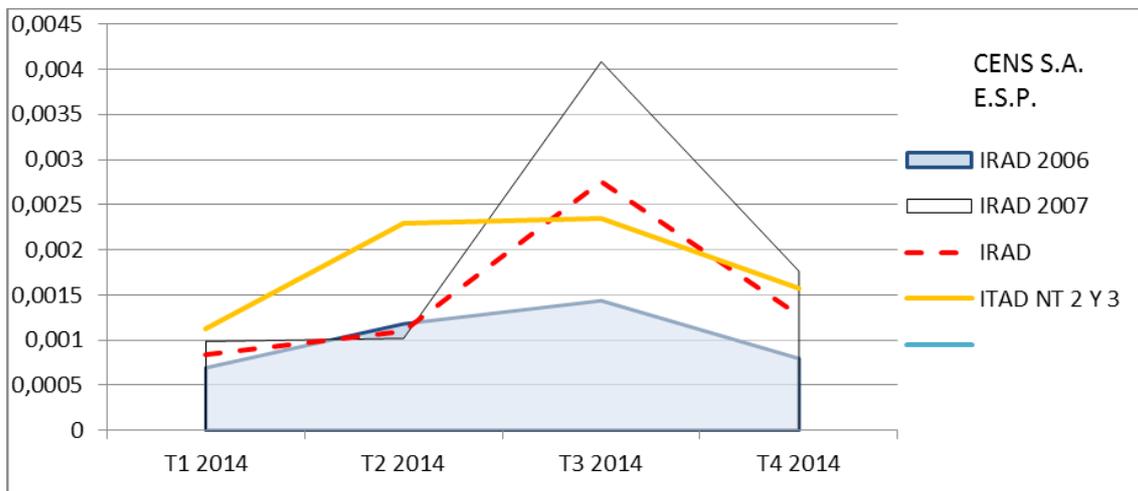
Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

Se evidencia que para los trimestres 3 y 4 del año 2014 el ITAD supera el IRAD, es decir que la empresa desmejoró la calidad del servicio para estos periodos en el nivel de tensión 1.

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3

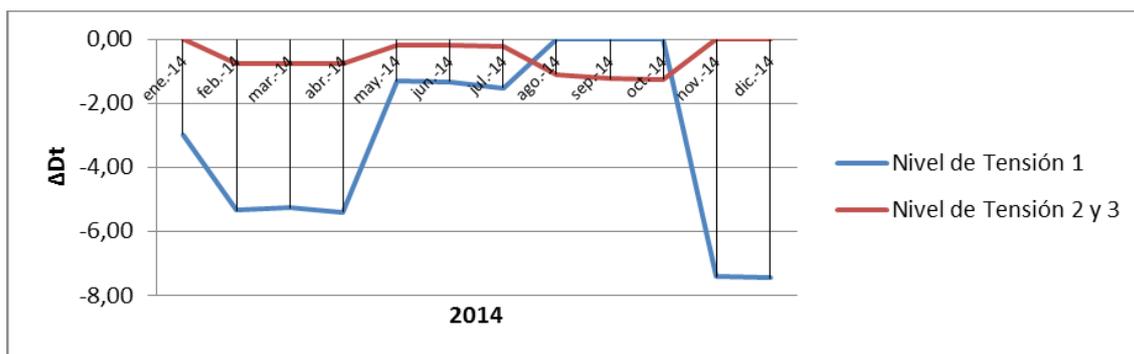


Fuente: SUI – DTGE

Se evidencia que para los trimestres 1 y 2 del año 2014 el ITAD supera el IRAD, es decir que la empresa desmejoró la calidad del servicio para estos periodos en los niveles de tensión 2 y 3.

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008 y reportada al SUI, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Según los valores mostrados en la gráfica, durante el año 2014 no hubo incentivos para la empresa por la mejora de la calidad del servicio, por el contrario hubo penalidades en la mayoría del año para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

3.3 Calidad de la Potencia

Durante la semana del 8 al 14 de septiembre de 2014 se realizaron mediciones de la calidad de la potencia eléctrica en barras a 34.5 kV de la subestación Aguachica, por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante contrato realizado con una empresa especializada, con el fin de obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorio y diagnosticar su comportamiento con respecto a los límites establecidos por las resoluciones CREG 024 de 2005, CREG 108 de 1997 y CREG 065 de 2012, la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995.

Según el estudio realizado se observa lo siguiente:

No se presentaron desequilibrios de tensión que sobrepasaran el límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

No se presentaron desequilibrios de corriente en las mediciones. El porcentaje máximo de desequilibrio fue del 2.55%, que está dentro del límite recomendado por el estándar IEEE 446 de 1995 del 20%

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 34.500 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

El valor promedio del factor de potencia se encuentra en 0,94 lo cual cumple con la Res. CREG 108 de 1997, $fp \geq 0,9$.

En estado estable la perceptibilidad de corta duración PST en las tres líneas, registró valores menores a 1,0.

La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.

Para las fases A, B y C se evidenciaron armónicos en tensión del orden 5 que cumplen el límite recomendado de 3% por el STD IEEE 519 con valores de 1.296%, 1.193% y 1.263% respectivamente, respecto a la tensión nominal.

Las distorsiones armónicas de corriente y de demanda cumplen con la Res CREG 065 de 2012.

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

Según la auditoría externa de gestión y resultados, Centrales Eléctricas de Norte de Santander ha estado cumpliendo con los reportes de la información semanal a la CREG tal como lo han establecido las resoluciones CREG 097/2008 y 024/2005, en los formatos establecidos para ello.

La empresa realizó el reporte de los 165 circuitos correspondientes a los PST (Percibility Short Time) almacenado en archivo con formato CEL_Semana_j_PM.csv y ha reportado los eventos de tensión a través del formato ET_Semana_j_PM.csv. Asimismo, envió semanalmente a la CREG el archivo comprimido tipo Zip con los archivos csv correspondientes a las 1008 medidas y los eventos de tensión para cada semana.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2014 el prestador reporto al Sistema Único de Información – SUI un total de 240 inversiones, de los cuales se exponen a continuación los más representativos (proyectos):

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
1	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	24/01/2014		En Ejecución	\$ 3.393.163.645	16%
2	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 3.358.086.391,00	16%
3	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 3.212.528.109,00	71%
4	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 014 FUNDESCAT CENS	11/02/2014		En Ejecución	\$ 2.852.644.597,00	44%
5	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones quejas y reclamos en cucuta y su area metropolitana	02/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 2.642.914.459,00	75%
6	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 2.584.165.469,00	14%
7	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 2.128.319.731,00	9%
8	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 5111 DEPARTAMENTO CENS	00/00,0		En Ejecución	\$ 1.733.892.550,00	19%
9	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 1.534.288.724,00	5%
10	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 1.511.446.395,00	9%
11	remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 1.084.481.332,00	55%
12	Expansion de redes zona 1 Cucuta	01/01/2014		En Ejecución	\$ 1.070.378.591,00	100%
13	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 5111 DEPARTAMENTO CENS	26/11/2013		En Ejecución	\$ 1.011.437.321,00	11%
14	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 5111 DEPARTAMENTO CENS	26/11/2013		En Ejecución	\$ 866.946.275,00	9%
15	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 651.640.940,00	3%

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
16	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 0237 ECOPEPROL CENS	17/01/2014		En Ejecución	\$ 626.724.801,00	23%
17	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 602.333.225,00	29%
18	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones quejas y reclamos en cucuta y su area metropolitana	02/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 593.920.344,00	17%
19	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones quejas y reclamos en cucuta y su area metropolitana	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 580.824.945,00	29%
20	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 547.335.187,00	2%
21	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 0237 ECOPEPROL CENS	17/01/2014		En Ejecución	\$ 533.876.683,00	19%
22	Expansion de redes zona 2 Aguachica	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 419.887.869,00	100%
23	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 400.822.675,00	19%
24	Expansion de redes zona 1 Tbu	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 383.559.423,00	100%
25	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 373.589.936,00	2%
26	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 331.030.961,00	7%
27	Interventoria para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 014 FUNDESCAT CENS	11/02/2014		En Ejecución	\$ 309.153.924,00	3%
28	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio 014 FUNDESCAT CENS	11/02/2014		En Ejecución	\$ 308.158.993,00	7%
29	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones quejas y reclamos en cucuta y su area metropolitana	02/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 296.015.993,00	8%
30	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 221.419.127,00	11%
31	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 211.718.113,00	5%
32	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 199.009.655,00	4%
33	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 189.925.971,00	4%
34	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 159.747.065,00	4%
35	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 151.833.952,00	7%
36	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	24/01/2014		En Ejecución	\$ 142.708.532,00	1%
37	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 141.233.265,00	1%
38	Expansion de redes zona 2 Ocana	01/01/2014		En Ejecución	\$ 133.094.426,00	89%
39	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 108.683.959,00	1%
40	Expansion de redes zona 1 Pamplona	01/01/2014		En Ejecución	\$ 107.446.381,00	94%

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
41	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de perdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 104.947.516,00	5%
42	Expansion de redes zona 1 Chitaga	01/01/2014		En Ejecución	\$ 98.145.315,00	65%
43	Expansion de redes zona 1 Los Patios	01/01/2014		En Ejecución	\$ 96.803.685,00	98%
44	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones, quejas y reclamos en la zona 2	14/10/2014		En Ejecución	\$ 93.227.874,00	19%
45	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electricidad rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 89.512.153,00	0%
46	Expansion de redes zona 1 Sardinata	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 87.345.866,00	100%
47	Expansion de redes zona 1 Durania	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 84.086.480,00	100%
48	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 83.416.376,00	4%
49	Instalacion de equipos de medida para el control y reduccion de perdidas de Energia en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS y las areas que eventualmente entren a ser atendidas en el futuro Segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 81.978.551,00	4%
50	Obra civil obras de cimentacion y estabilizacion de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	24/09/2014		En Ejecución	\$ 81.291.671,00	16%
51	Expansion de redes zona 1 Bucarasica	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 74.816.677,00	100%
52	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de perdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 74.562.914,00	4%
53	Expansion de redes zona 2 Pelaya	01/01/2014		En Ejecución	\$ 65.549.857,00	80%
54	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electricidad rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 64.528.598,00	0%
55	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electricidad rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 63.567.903,00	0%
56	Expansion de redes zona 1 Villa Rosario	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 61.909.577,00	100%
57	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 60.575.988,00	1%
58	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones, quejas y reclamos en la zona 2	14/10/2014		En Ejecución	\$ 57.929.317,00	12%
59	Expansion de redes zona 1 la bateca	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 57.522.407,00	100%
60	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 57.277.081,00	1%
61	Suministro de equipo de subestacion en virtud del plan empresarial de contratacion 2014	09/06/2014	02/08/2014	Finalizado	\$ 55.657.136,00	100%
62	Expansion de redes zona 2 Abrego	01/01/2014		En Ejecución	\$ 53.028.623,00	99%
63	Proceso de reposicion de postes de media y baja tension para atender las solicitudes de los usuarios por peticiones, quejas y reclamos en la zona 2	14/10/2014		En Ejecución	\$ 52.629.208,00	11%
64	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 52.385.569,00	2%
65	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 48.414.223,00	1%
66	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 43.678.336,00	2%
67	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 41.141.443,00	2%
68	Expansion de redes zona 1 Pamplonita	01/01/2014		En Ejecución	\$ 37.980.516,00	95%
69	Expansion de redes zona 2 Gamarra	01/01/2014		En Ejecución	\$ 36.393.006,00	20%
70	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 35.813.484,00	1%

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
71	Obra civil obras de cimentacion y estabilizacion de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	15/09/2014		En Ejecución	\$ 34.982.332,00	20%
72	Obra civil obras de cimentacion y estabilizacion de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	24/09/2014		En Ejecución	\$ 33.837.635,00	16%
73	Interventoría para el proyecto de electrificación rural convenio 014 FUNDESCAT CENS	11/02/2014		En Ejecución	\$ 33.396.576,00	0%
74	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 32.698.648,00	2%
75	Expansión de redes zona 1 Toledo	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 31.726.151,00	100%
76	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 31.677.466,00	2%
77	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de pérdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 29.818.641,00	1%
78	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 27.406.495,00	0%
79	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 27.335.815,00	1%
80	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de pérdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 25.148.501,00	1%
81	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de pérdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 24.514.116,00	1%
82	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 23.491.328,00	1%
83	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 23.019.639,00	0%
84	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 22.008.756,00	1%
85	Construccion de obras para la instalacion de estructuras pertenecientes a la linea de transmision 115 kv belen insula ubicadas en la avenida 7 a en la ciudad de cucuta	11/02/2014	27/03/2014	Finalizado	\$ 21.001.648,00	100%
86	Instalacion de equipos de medida para el control y reduccion de pérdidas de Energia en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS y las areas que eventualmente entren a ser atendidas en el futuro segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 20.731.276,00	1%
87	Expansión de redes zona 2 Morales	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 20.550.292,00	100%
88	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de pérdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 20.475.820,00	1%
89	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 20.210.920,00	1%
90	Consultoria en el re diseño a doble circuito para la reubicacion de la linea de energia de 115 kv desde la sevilla a la se y la insula	31/10/2014	30/11/2014	Finalizado	\$ 20.000.000,00	100%

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
91	Obra civil obras de cimentacion y estabilizacion de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	15/09/2014		En Ejecución	\$ 19.528.842,00	20%
92	SUMINISTRO DE EQUIPO DE SUBESTACION EN VIRTUD DEL PLAN EMPRESARIAL DE CONTRATACION 2014	09/06/2014	02/08/2014	Finalizado	\$ 18.552.379,00	100%
93	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 18.363.690,00	1%
94	Remodelacion de redes primarias y secundarias en el area de influencia de cens	07/01/2014	30/12/2014	Finalizado	\$ 17.177.707,00	1%
95	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 15.925.217,00	1%
96	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electriciFinalizadocacion rural convenio FAER GGC 105 MME Y CENS	19/12/2013		En Ejecución	\$ 15.712.319,00	0%
97	Ejecutar actividades en los clientes de orden especial regulados en las medidas semidirectas e indirectas para la reduccion y control de perdidas de energia por manipulacion de los elementos de medida en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS en las regionales de Cucuta Pamplona y Tibu Segun CONTRATO CT 2014 000119	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 14.149.001,00	1%
98	Expansión de redes zona 2 Convencion	01/01/2014		En Ejecución	\$ 13.899.527,00	20%
99	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 12.297.248,00	1%
100	Instalacion de equipos de medida para el control y reduccion de perdidas de Energia en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS y las areas que eventualmente entren a ser atendidas en el futuro Segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 11.769.565,00	1%
101	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 11.595.055,00	1%
102	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 3500 1573 2013	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 10.669.524,00	1%
103	Instalacion de equipos de medida para el control y reduccion de perdidas de Energia en las areas de influencia de prestacion del servicio por CENS y las areas que eventualmente entren a ser atendidas en el futuro Segun CONTRATO CT 2014 000054	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado	\$ 10.193.062,00	0%

Fuente: SUI

Estos proyectos la empresa los está desarrollando para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que concierne a ampliación de cobertura en zonas rurales, mejorar la calidad de la energía suministrada, mejorar la continuidad del servicio, mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y reducir las pérdidas eléctricas no técnicas. El valor total de la inversión asociada a estos proyectos es de \$ 44.798.448.480 entre recursos de la empresa y recursos del gobierno nacional asignados para el departamento de Norte de Santander.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de Norte de Santander, alcanzó el 99,54% en el año 2014, distribuido como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2014

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Norte de Santander	99,83%	83,92%	96,54%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 99,68% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 100% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI.

Tabla 3.4.2.2 Cobertura Alcanzable 2017

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Norte de Santander	96,54%	0,14%	2,83%	0,24%	100,00%

Fuente: UPME

Por otra parte, en relación con el estado del sistema eléctrico en el área de operación de la empresa CENS S.A. E.S.P., se observan las siguientes restricciones, de acuerdo con los informes de XM S.A. E.S.P.

- Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115kV. Ante contingencias N-1 en los transformadores de conexión del área se observan bajas tensiones en las barras del STR y sobrecargas del corredor Ocaña – Convención – Tibú 115 kV.
- Agotamiento de la red de 115 kV. Bajas tensiones ante contingencia N-1 San Mateo – Ínsula 115 kV y Demanda No Atendida ante contingencias sencillas.

En la red de Norte de Santander la ocurrencia de contingencias en los transformadores de Belén, San Mateo u Ocaña 230/115 kV, provocan condiciones de riesgo en la operación de la red, sobrecargas de elementos cercanos y bajas tensiones en las subestaciones de Convención 115 kV, Tibú 115 kV, Zulia 115 kV e Ínsula 115 kV. La capacidad de transformación y transporte de múltiples elementos de la subárea está agotada. Los esquemas suplementarios de deslastre de carga, implementados por el OR, requieren reevaluar su configuración y plantear soluciones

estructurales que permitan dar confiabilidad a la demanda. Se evidencian condiciones críticas en la operación del área, se recomienda mayor celeridad en la entrada de los proyectos de expansión, para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad en la operación de la subárea.

Se recomienda al OR, la evaluación de la condición operativa descrita, para operar en anillo la red de 115 kV. Adicionalmente, es necesario que el operador de red informe el estado de ajuste y coordinación de las protecciones a nivel de 115 kV para verificar la posibilidad de cierre del interruptor de la línea Ínsula – Belén 115 kV en Ínsula.

3.5 RETIE

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, CENS S.A. ESP., durante el año 2014 se registraron ocho (8) accidentes de origen eléctrico.

3.5.2. Resultados Visitas de Inspección

Se realizó visita técnica RETIE a 13 subestaciones del Norte de Santander donde en general, se encontraron los siguientes hallazgos relacionados con el RETIE:

Aspectos a resaltar:

Se encontró la mayoría de las subestaciones visitadas con sistema de apantallamiento adecuado.

Se encontró en varias subestaciones la presencia de operador llamado por la empresa TOMS, dando cumplimiento para estas del artículo 19 de la resolución 90795 de 2014 por la cual se aclaran y corrigen unos yerros del RETIE.

Se encontró en las subestaciones un buen sistema de puesta a tierra.

Los transformadores de potencia se encontraron con su respectivo foso de aceite.

La empresa tiene instalado en la mayoría de las subestaciones cobertores de borna para evitar fallas generadas por animales o elementos extraños que puedan ocasionar fallas sobre transformador.

En la subestación Sevilla se encontró sistema de contingencia con doble barra para las celdas de distribución de la subestación lo cual genera más maniobrabilidad de la subestación y confiabilidad en el servicio.

En varias subestaciones se encontró sistema de detección de incendio dando cumplimiento parcial al artículo 19 de la resolución 90795 de 2014 por la cual se aclaran y corrigen unos yerros del RETIE.

La empresa tiene transformadores de reserva para contingencias en subestaciones de 115kV, 34,5kV y 13,8kV.

Se evidenció planta eléctrica de respaldo en varias subestaciones.

Aspectos por mejorar:

En algunas subestaciones no se encontró extintores de incendio.

En varias subestaciones se encontró canalizaciones PVC a la intemperie.

Hay deficiencia en señalización preventiva en la mayoría de las subestaciones.

No hay demarcación en las celdas de distribución dentro de las casetas en algunas subestaciones.

Falta de tapas de cárcamos y/o tapas de cárcamo en mal estado en varias subestaciones.

Falta iluminación de emergencia en algunas casetas de las subestaciones visitadas.

Los cuartos de baterías no cumplen con los requisitos establecidos en el decreto 1348 de 2009 expedido por el Ministerio de Protección Social

En la subestación Palermo se encontró transformador con fuga de aceite.

En la subestación Palermo el pórtico de salida de media tensión no cumple con las distancias de seguridad respecto a la caseta.

3.6 Mantenimientos

A continuación se hace un recuento de algunos aspectos de la gestión de mantenimiento realizada por la empresa durante el año 2014.

3.6.1. Mantenimiento de Redes

Podas de Árboles:

La meta fijada para el año 2014 fue de 65.770 árboles para podar, ejecutándose poda de 77.145 árboles, lo que corresponde a un porcentaje del 117,3% de lo planeado.

En las áreas rurales del área metropolitana de Cúcuta y sus regionales, se programó la poda de 3800 km de redes, la ejecución al final del año fue de 4043 km., llegándose a un 117% de ejecución.

Cambio de Postería:

Para el año 2014, la empresa se propuso una meta de cambio de 1536 postes de madera. De acuerdo con el informe del AEGR, se repusieron 1489 postes en fibra de vidrio y metálicos, alcanzando un 97% de la ejecución presupuestada.

Realización de Mantenimiento de Circuitos en Media Tensión:

Se programó cambio de aislamiento en un recorrido de 2046 km de red, alcanzándose una ejecución sobre 3006 km. Porcentaje de cumplimiento de 125%.

Mejoramiento de los Sistemas de Puesta a Tierra:

Transformadores urbanos: Cantidad Planeada 99, Ejecutado 138 (139% ejecutado).
Transformadores rurales: Cantidad Planeada 405, Ejecutado 291 (72% ejecutado).

Cambio y/o Recuperación de Postería en Concreto:

Como meta CENS se propuso el cambio y/o recuperación de 500 postes, finalmente se realizó cambio de 527 postes, con un porcentaje de ejecución de 105%.

Cambio en instalación de DPS y cortacircuitos:

Se programó el cambio de 3000 descargadores de sobretensión. Al finalizar el período de 2014 se realizó el cambio de 2268 DPS con ejecución de 76%.

Mantenimiento de redes con líneas energizadas:

Se proyectó intervenir 1372 estructuras, finalmente se ejecutaron actividades de mantenimiento en 2515 estructuras, para una ejecución del 183%.

Termografía:

Para el año 2014 se programaron recorridos en 380 km de red para detectar anomalías, al finalizar el año se realizaron recorridos en 226 km de red, para una ejecución del 59%.

3.6.2 Mantenimiento de Subestaciones y Líneas

De acuerdo con la información del AEGR, durante el año 2014 se desarrollaron las siguientes actividades de mantenimiento de subestaciones y líneas:

Instalación de protectores en bornes de transformadores. Se programó realizar un total de 45 y finalizado el año 2014 se alcanzó una ejecución del 80%.

Actividades de mantenimiento sobre los activos. La meta fijada para el año fue de 64 y se ejecutó el 80%.

Instalación de ventanas térmicas en celdas, lo que permite hacer mantenimiento predictivo mediante observación y termografía en puntos calientes. Se programó realizar 10, se ejecutó el 50%. Los recursos asignados no fueron suficientes para atender este requerimiento.

Ejecución de pruebas fisicoquímicas y cromatografías. Se tenía como meta realizar 60, ejecutándose en su totalidad.

Intervenciones con técnica a potencial. La meta era de 12 durante el año. Se realizó menos del 20%. El líder del proceso de mantenimiento de redes explicó que falló uno de los equipos de medición de corriente de fuga para el trabajo a potencial por lo que no se alcanzó la meta prevista.

Tratamiento aceite transformadores de potencia. Se cumplió con lo proyectado.

Mantenimiento a plantas de emergencia. Se tenía previsto realizar 10. Esta meta se cumplió.

Cambio de transformadores de potencia. Se había programado realizar 2 los cuales se ejecutaron en su totalidad.

Mantenimiento de tanques colectores de aceite. Se fijó como meta para el presente año realizarle a 15. Esta actividad se ejecutó al 100%.

Diagnóstico al estado del banco de baterías. La meta fue de 9. Se realizó en su totalidad.

Mantenimiento a conmutadores bajo carga. Se tiene previsto ejecutar 2, de las cuales, a la fecha de junio no se ha realizado dicho mantenimiento.

Capacitación técnica al personal de subestaciones y líneas. Cuatro previstas. Se superó este número.

Ejecución de termografía en subestaciones. Se fijó como meta ejecutar 60 alcanzándose la meta propuesta.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente al número de suscriptores, los niveles de consumos, la información contenida en las facturas, la atención en las oficinas comerciales dispuestas por el prestador, las tarifas, los subsidios y contribuciones, la calidad del servicio, el nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otros.

4.1. Estructura del mercado

Tabla 4.1.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2014 Vs 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	2013		2014		% Variación
	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	Suscriptores a Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	99.719	24,779%	109.092	26,138%	9,40%
Estrato 2	184.985	45,967%	187.714	44,976%	1,48%
Estrato 3	58.169	14,454%	59.758	14,318%	2,73%
Estrato 4	21.274	5,286%	21.573	5,169%	1,41%
Estrato 5	3.734	0,928%	3.843	0,921%	2,92%
Estrato 6	568	0,141%	575	0,138%	1,23%
Total Residencial	368.449	91,556%	382.555	91,659%	3,83%
Industrial	1.040	0,258%	1.063	0,255%	2,21%
Comercial	29.500	7,330%	29.968	7,180%	1,59%
Oficial	2.744	0,682%	3.011	0,721%	9,73%
Otros	698	0,173%	770	0,184%	10,32%
Total No Residencial	33.982	8,444%	34.812	8,341%	2,44%
TOTAL	402.431	100%	417.367	100%	3,71%

Fuente: SUI

Para el 2014 la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander clasificaba sus usuarios por estratos del 1 al 6, Industrial, Comercial y Oficial dependiendo de su actividad.

Se puede observar que la mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales. Se observa un incremento porcentual en los residenciales a diferencia de los usuarios no residenciales que tuvo un decremento. El mayor incremento porcentual (10,32) corresponde a otros usuarios no residenciales, seguido del estrato 1, el cual en el 2013 contaba con 99.719 suscriptores y para el 2014 109.092.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 3,71%, en relación con el 2013.

4.2. Niveles de Consumo

Tabla 4.2.1. Nivel de Consumo 2014 Vs 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	2013		2014		% Variación
	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	Consumo Kwh Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	12.242.074	12,489%	13.713.184	13,295%	12,02%
Estrato 2	26.774.729	27,314%	28.100.314	27,243%	4,95%
Estrato 3	10.527.803	10,740%	11.073.676	10,736%	5,19%
Estrato 4	5.488.428	5,599%	5.760.968	5,585%	4,97%
Estrato 5	1.413.509	1,442%	1.463.245	1,419%	3,52%
Estrato 6	285.306	0,291%	293.364	0,284%	2,82%
Total Residencial	56.731.849	57,875%	60.404.751	58,562%	6,47%
Industrial	11.209.234	11,435%	11.553.706	11,201%	3,07%
Comercial	19.000.268	19,383%	22.601.794	21,912%	18,96%
Oficial	5.130.562	5,234%	5.102.980	4,947%	-0,54%
Otros	5.953.701	6,074%	3.483.553	3,377%	-41,49%
Total No Residencial	41.293.765	42,125%	42.742.033	41,438%	3,51%
TOTAL	98.025.614	100%	103.146.784	100%	5,22%

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 39,80% y 40,54%.

En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 se presentó en el sector, pasando de un consumo en el 2013 de 19.000.268 kwh a 22.601.794 Kwh en 2014.

Tabla 4.2.2. Valor de Consumo 2014 Vs 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	2013		2014		% Variación
	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	4.633.945.520	13,371%	5.567.286.541	14,344%	20,14%
Estrato 2	10.130.432.442	29,231%	11.372.234.025	29,301%	12,26%
Estrato 3	3.957.941.277	11,420%	4.426.462.522	11,405%	11,84%
Estrato 4	2.038.380.731	5,882%	2.281.763.453	5,879%	11,94%
Estrato 5	525.155.976	1,515%	569.318.733	1,467%	8,41%
Estrato 6	103.071.625	0,297%	113.348.509	0,292%	9,97%
Total Residencial	21.388.927.571	61,716%	24.330.413.783	62,689%	13,75%
Industrial	3.098.260.875	8,940%	3.254.698.125	8,386%	5,05%
Comercial	6.689.840.694	19,303%	8.333.691.526	21,472%	24,57%
Oficial	1.676.408.004	4,837%	1.781.613.387	4,590%	6,28%
Otros	1.803.531.453	5,204%	1.111.012.238	2,863%	-38,40%
Total No Residencial	13.268.041.026	38,284%	14.481.015.276	37,311%	9,14%
TOTAL	34.656.968.597	100%	38.811.429.059	100%	11,99%

Fuente: SUI

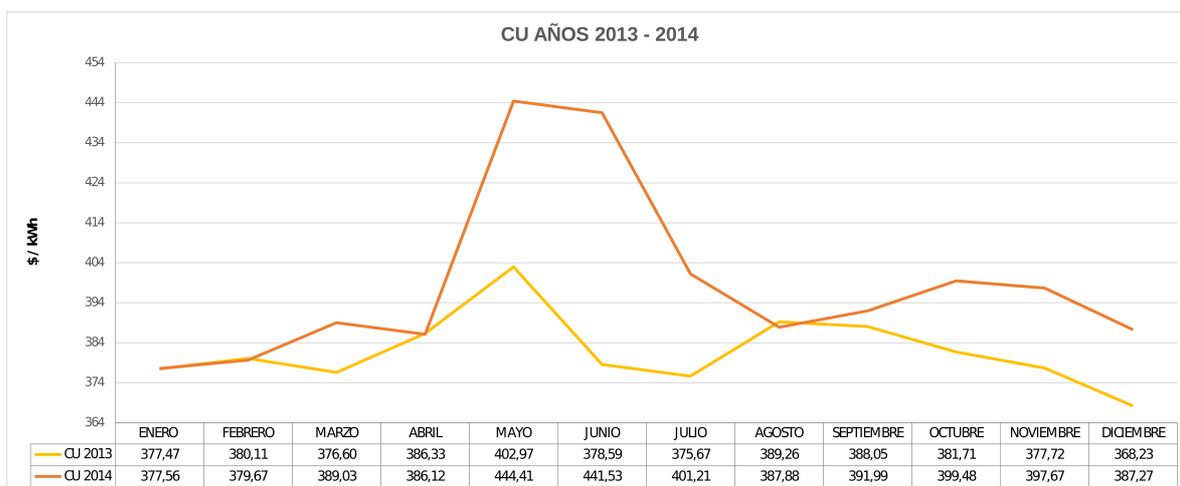
En el sector residencial, el mayor ingreso facturado se genera en los estratos 1 y 2, al igual que el incremento porcentual en el año 2014 en relación con el 2013, por otra parte en el sector no residencial se destaca el uso comercial con un incremento del 24,57% seguido por el sector industrial con un 5,05%.

4.3. Análisis Tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2013-2014

En el cuadro a continuación se presenta un comparativo para los años 2013 y 2014 del comportamiento mensual del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía-CU.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2013 y 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

La definición del costo unitario de prestación del servicio CU, se realiza a partir de la aplicación de la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, a través de la Resolución 119 de 2007, tal como se evidencia en las publicaciones remitidas periódicamente por el Prestador a la SSPD.

Según la gráfica anterior, la fluctuación más representativa se observó en mayo y junio cuando el CU se incrementó en 15%, esto es \$58Wh, situación que pudo obedecer a decisiones empresariales en materia de compra de energía ante los incrementos en bolsa por la sequía que se pudiera presentar por el Fenómeno del Niño.

De hecho, para este mes el componente de generación presenta un incremento de 30%, el más alto durante el 2014 y su participación en la definición del CU representa cerca del 40%.

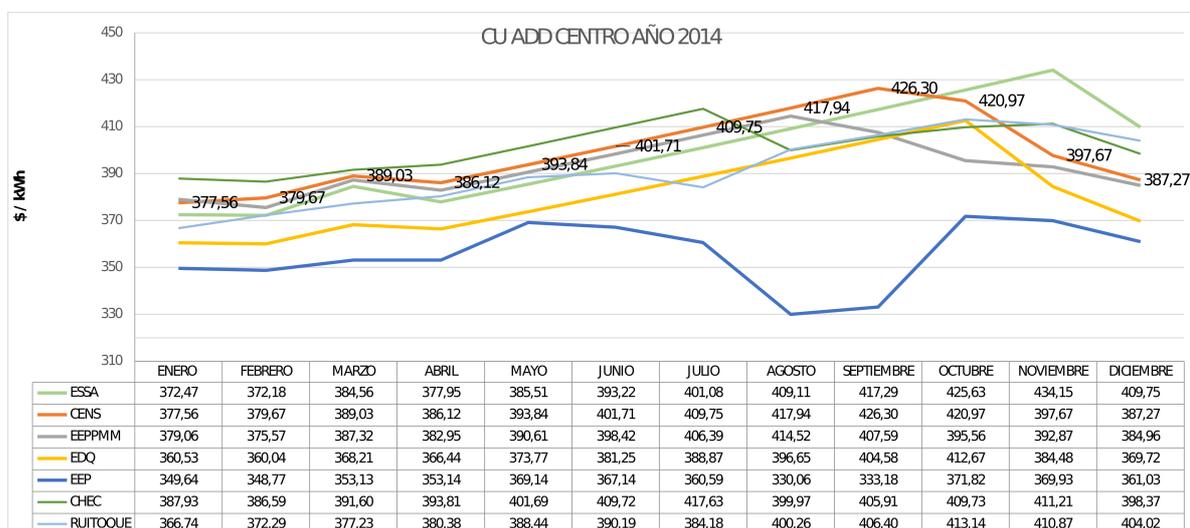
4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador respecto de su Área de Distribución - ADD durante el 2014

En el esquema de Áreas de Distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada Operador de Red – OR y por la otra, se tiene el cargo unificado del Área de Distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes por encima o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio CU calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes conforme al consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2014 se observa que el CU de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P presentó un comportamiento relativamente estable con tendencia creciente comparado con el calculado por las otras empresas que conforman el ADD Centro, esto es: Electrificadora de Santander S.A. ESP., Empresas Públicas de Medellín S.A. ESP., Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP., Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP y Ruitoque S.A. ESP.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro 2014



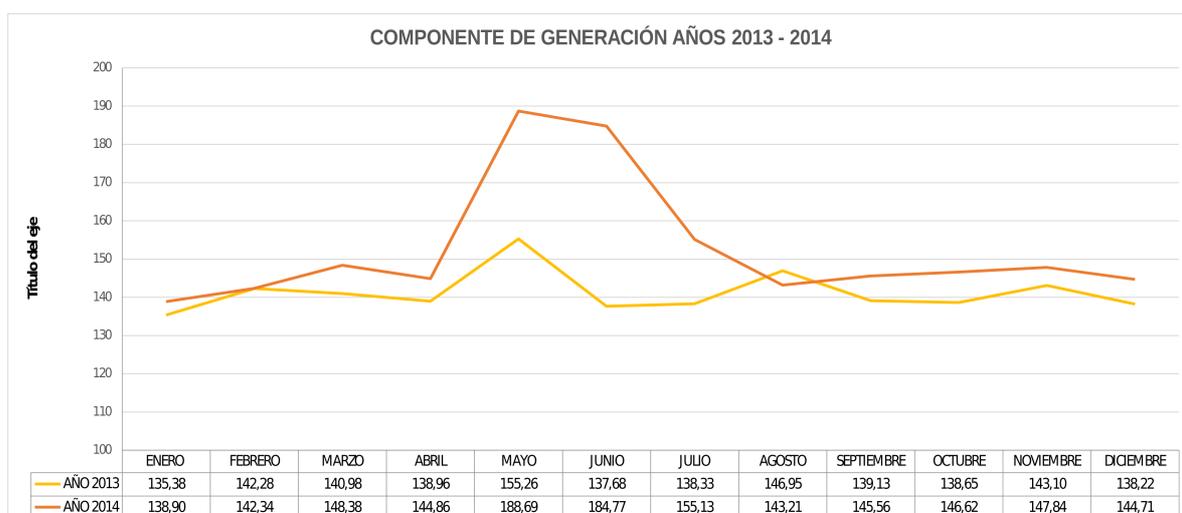
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

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

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

4.3.3.1. Componente Generación

Gráfico 4.3.3.1.a Comparativo componente G 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

El comportamiento de este componente es relativamente estable durante el 2014, sin embargo, en el período abril – junio se observa un incremento importante, lo anterior obedece a que, si bien el prestador efectúa sus compras de energía mayoritariamente a través de contratos bilaterales (cerca del 88%), el incremento en el precio de bolsa observado durante este período, cercano al 150%, impactó el costo de prestación del servicio por la alta participación del componente de generación en la definición del CU (40%).

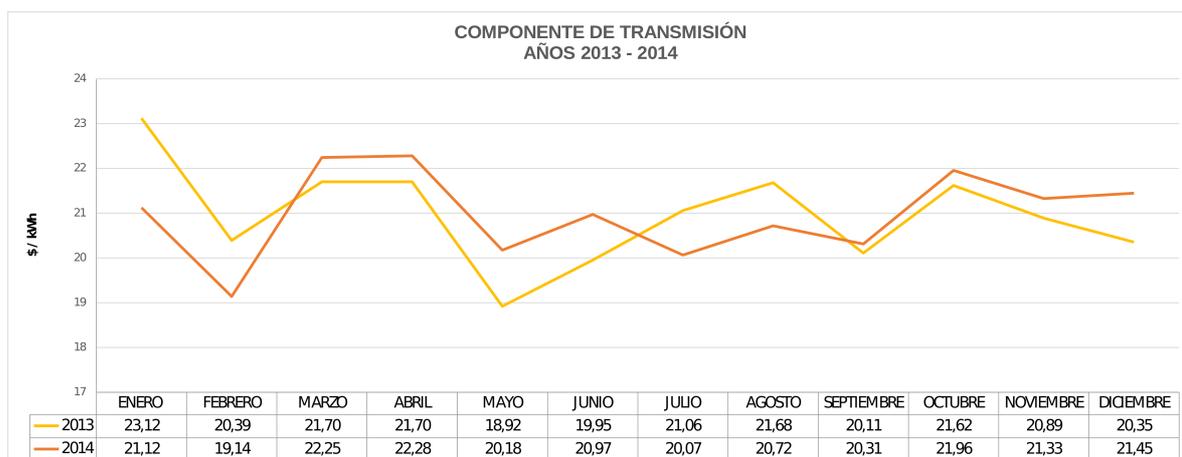
4.3.3.2. Componente de Transmisión

Este componente representa el Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión esta dado en \$/kWh y es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se reconoce el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes de transmisión regional (STR).

Este componente es calculado y publicado mensualmente por el LAC, XM ESP para que las empresas lo incluyan en el CU y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP).

La Gráfica 4.3.3.2. Presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2 Comparativo componente T 2013 - 2014



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

En promedio el valor del T se mantuvo constante entre el 2013 y 2014, presentando una variación positiva de 0.1%.

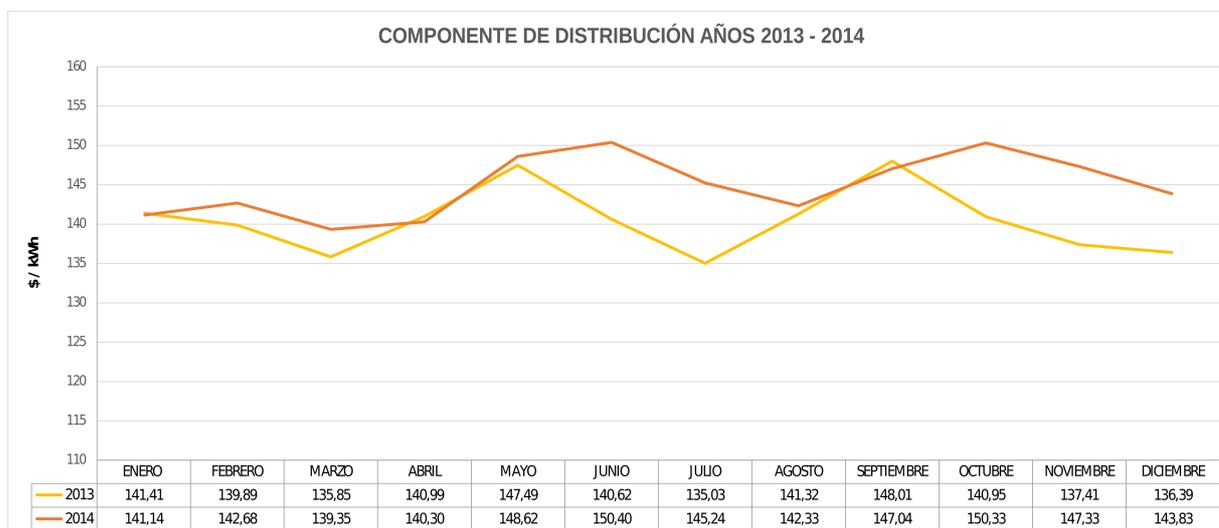
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0574 de diciembre de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte CENS, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada. El objetivo de las ADD es el de aproximar los cargos por uso entre regiones procurando mantener la adecuada distribución de recursos para cada OR.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Oriente, son Electrificadora de Santander S.A. ESP., Empresas Públicas de Medellín S.A. ESP., Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP., Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP y Ruitoque S.A. ESP.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2014 comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2013 – 2014



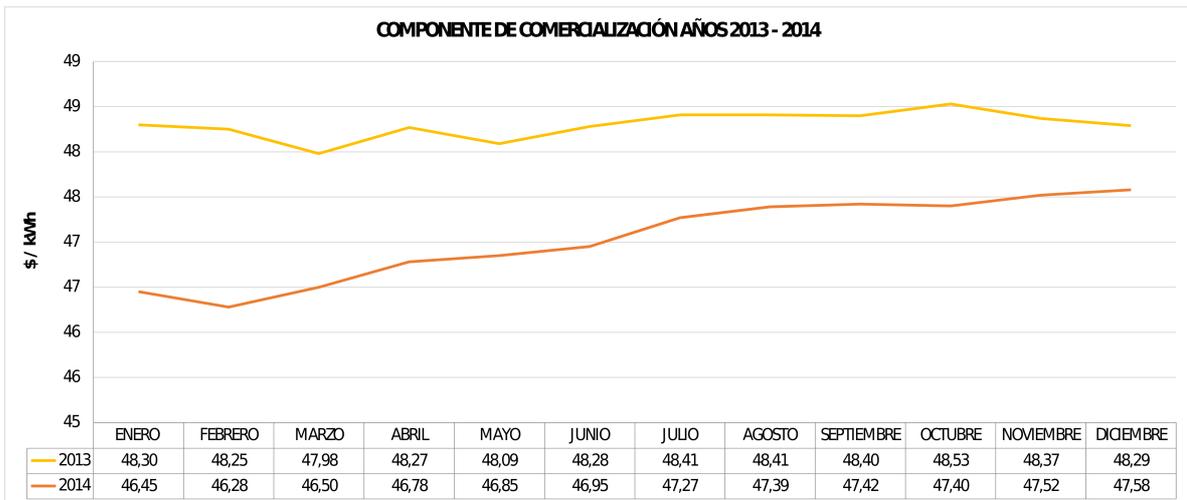
Fuente: Información Publicada por la ESP

A diferencia del 2013, en el año 2014 se estabiliza este componente como resultado de la implementación de la Resolución 133 de 2013 por la cual se buscó mitigar la volatilidad de este cargo unificado. La variación promedio de este componente fue de 3.15% entre 2013 y 2014.

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Este componente es calculado mes a mes por el prestador y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPP). Por lo que su comportamiento es estable a lo largo del período.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2013 – 2014



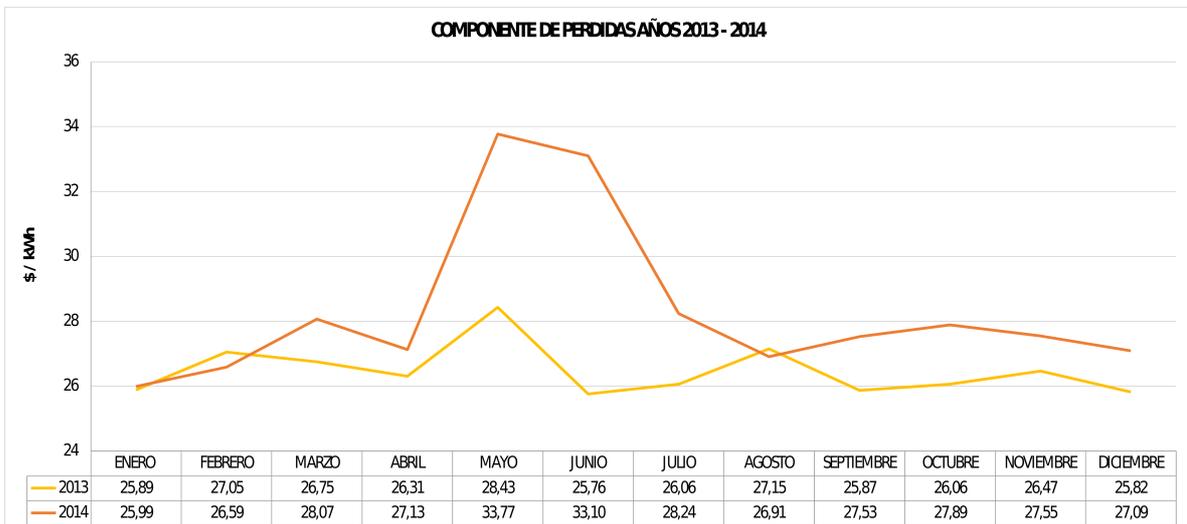
Fuente: Información Publicada por la ESP

El costo promedio de comercialización entre el 2013 y 2014 presento una variación negativa de 2.62%, pasando de \$48.30/kWh a \$47.03/kWh.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 7%.

Gráfico 4.3.3.5. Comparativo P 2013 – 2014



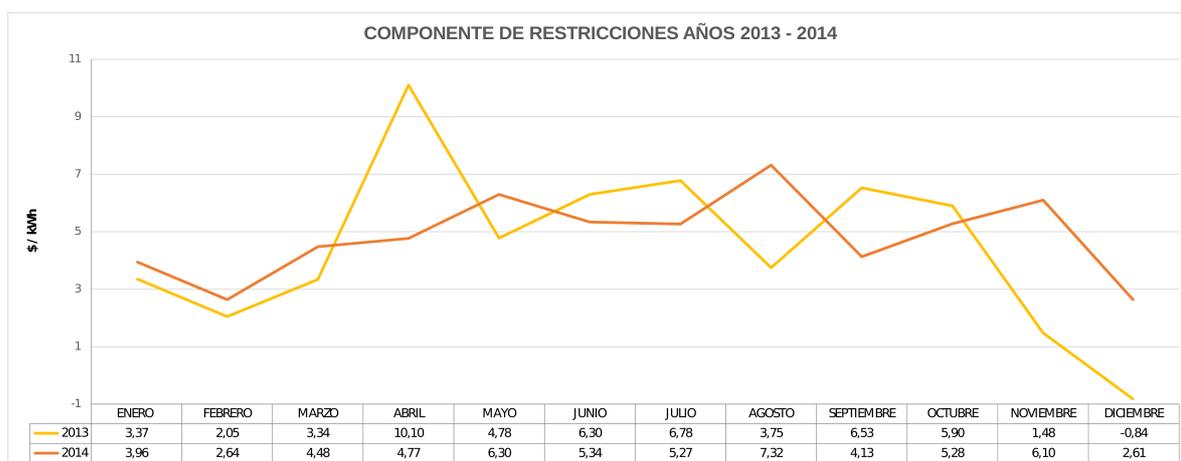
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

La fórmula del componente de pérdidas, está sujeto a los valores asociados a la compra de energía y al valor del mercado del componente de transmisión.

El valor promedio de los años 2013 y 2014, fue de 4.46 \$/kWh y 4,85 \$/kWh, respectivamente, como se observa se incrementó en 8.7% en este último año. La gráfica 4.3.3.6., muestra mes a mes, el componente de pérdidas de los años 2013 y 2014. Durante el 2014 se observa una tendencia más si se compara con lo observado en el 2013.

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, cerca del 78%. Aunado a lo anterior se tiene que la mayor volatilidad se presenta en estos componentes, mientras que el transporte, la comercialización, las pérdidas y restricciones se mantienen relativamente estables, por lo que las variaciones del CU se asocian básicamente a los cambios en la generación y distribución.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Mes	G		T		PR		D		C		R		CUV
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	
Enero	138,90	39%	21,12	6%	25,99	7%	141,14	39%	46,45	13%	3,96	1%	358,73
Febrero	142,34	40%	19,14	5%	26,59	7%	142,68	40%	46,28	13%	2,64	1%	359,55
Marzo	148,38	40%	22,25	6%	28,07	7%	139,35	37%	46,50	12%	4,48	1%	374,49
Abril	144,86	39%	22,28	6%	27,13	7%	140,30	38%	46,78	13%	4,77	1%	368,73
Mayo	188,69	46%	20,18	5%	33,77	8%	148,62	36%	46,85	11%	6,30	2%	413,82
Junio	184,77	46%	20,97	5%	33,10	8%	150,40	37%	46,95	12%	5,34	1%	405,53
Julio	155,13	39%	20,06	5%	28,24	7%	145,24	37%	47,27	12%	5,27	1%	395,76
Agosto	143,21	38%	20,72	6%	26,91	7%	142,33	38%	47,39	13%	7,32	2%	373,72
Septiembre	145,56	39%	20,31	5%	27,53	7%	147,04	39%	47,42	13%	4,13	1%	372,61
Octubre	146,62	39%	21,96	6%	27,89	7%	150,33	40%	47,40	13%	5,28	1%	377,23
Noviembre	147,84	38%	21,33	6%	27,55	7%	147,33	38%	47,52	12%	6,10	2%	386,85
Diciembre	144,71	40%	21,45	6%	28,43	7%	143,83	38%	47,58	12%	2,61	1%	386,85

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

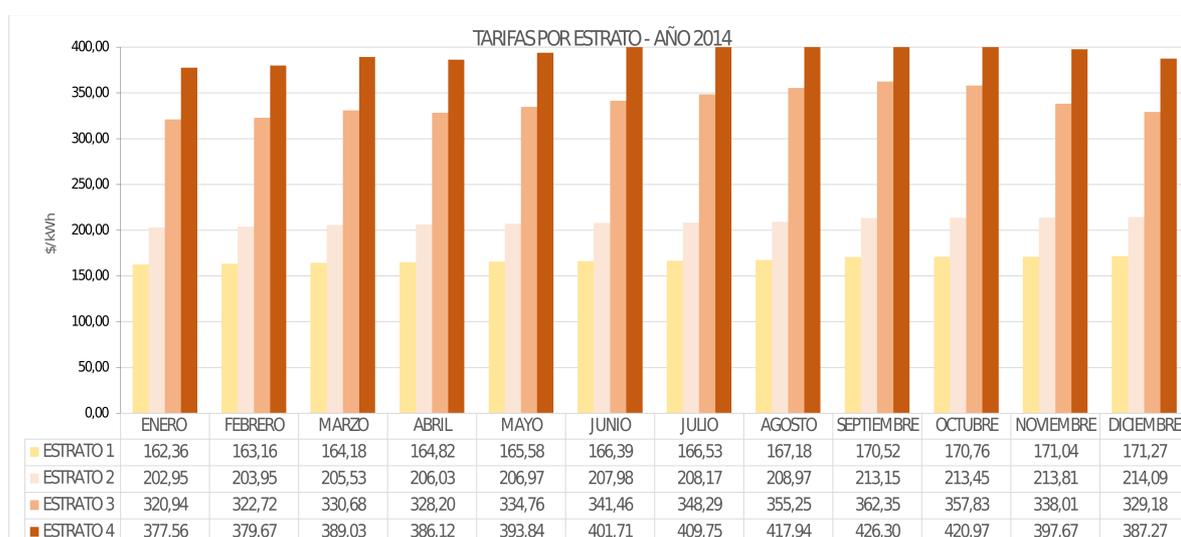
4.3.4. Evolución de las tarifas 2014

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2014, 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 CENS S.A. E.S.P. a cada estrato durante el año 2014; 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 377.56 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 162.36 \$/kWh, asignado un subsidio del 57% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Evolución de las tarifas 2014 CENS S.A. E.S.P. 2014



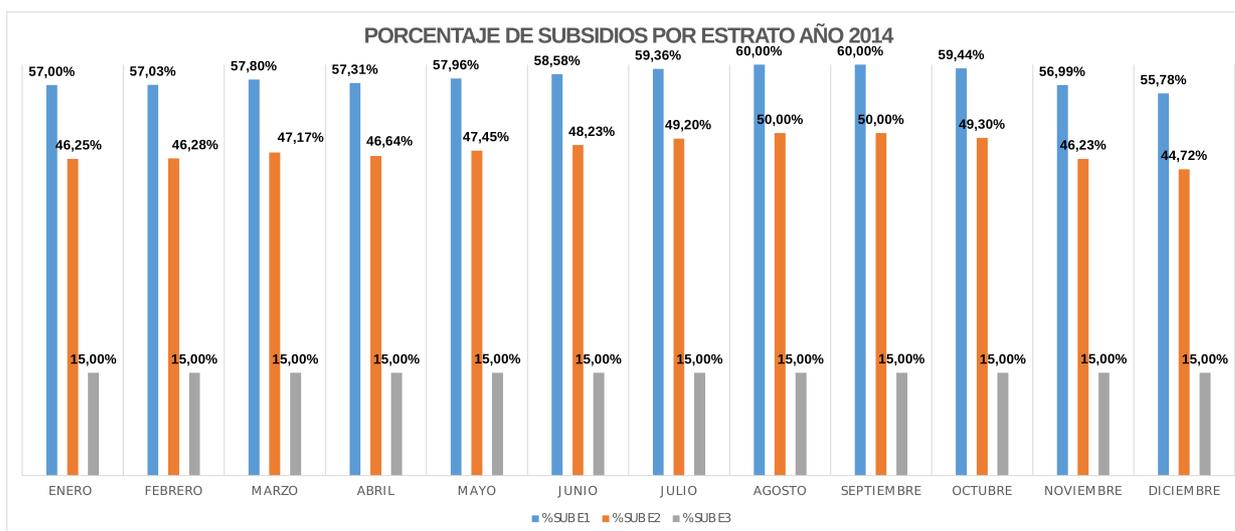
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales no supero el 3% en la tarifa aplicada entre los meses de enero y diciembre de 2014.

4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2014

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

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

La Resolución CREG 186 de 2010, da cumplimiento a lo preceptuado en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, la cual modificó el artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, donde se asignan a estos usuarios porcentajes que están no superan el 60% y 50% respectivamente.

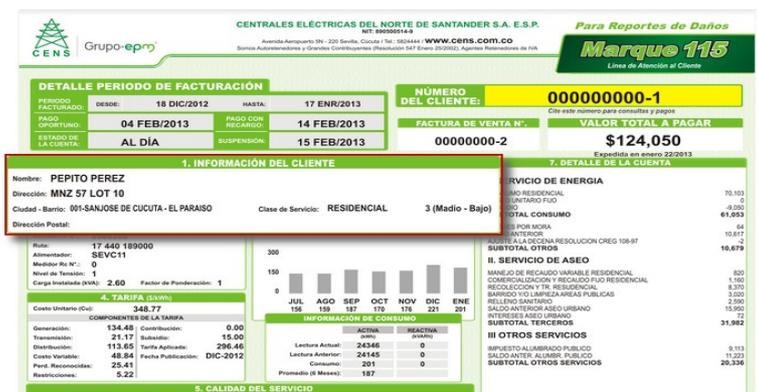
Por otra parte, el subsidio del estrato 3 es del 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

4.4 Facturación

Se verificó el contenido de la factura emitida por CENS S.A. ESP, según lo manifestado por los funcionarios del área comercial, no obstante a la fecha encontramos que la misma, y de la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio: el formato se detalla claramente en la parte superior izquierda, el nombre del suscriptor, la dirección del suministro, ciudad y barrio; cumpliendo de esta manera con las especificaciones requeridas.

Gráfica 4.4.1. Factura



Fuente: Empresa

Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio: este concepto se aprecia en el mismo recuadro de los datos del cliente.

Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor: al extremo derecho se ubica un recuadro denominado Periodo de Consumo, en el cual se detalla la fecha del periodo desde –hasta, fecha de pago oportuno, con respecto a la fecha de suspensión esta solo aparece en la factura al momento de que el usuario este pendiente con el pago del mes anterior.

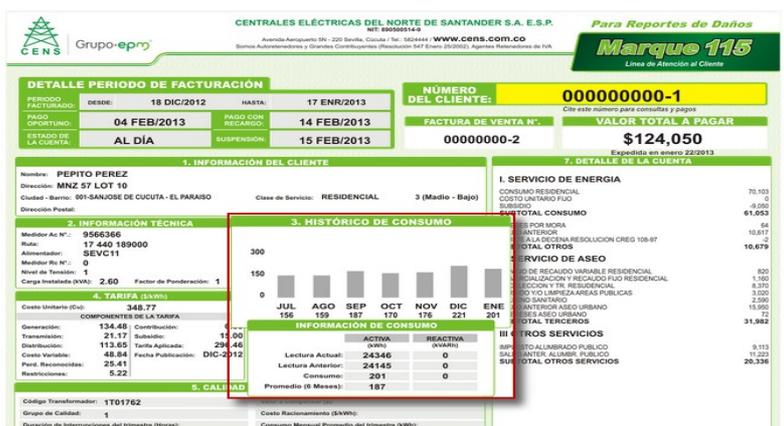
Gráfica 4.4.2. Factura



Fuente: Empresa

Lectura anterior y actual del medidor de consumo: En el recuadro información de consumo, se discriminan datos del medidor, tipo de energía, consumo promedio, lectura actual, lectura anterior y el consumo resultante.

Gráfica 4.4.3. Factura



Fuente: Empresa

Se deberá indicar si la facturación se realizó por promedio o no, en caso de ser promediada en el ítem lectura actual no podrá reflejarse la lectura anterior ya que esto daría un consumo de cero.

Gráfica 4.4.4. Factura



Fuente: Empresa

Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla: La empresa no indica en las facturas la causa de la falta de lectura.

Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio: Al extremo izquierdo se ubica un recuadro denominado detalle periodo de facturación, en el cual se evidencia las fechas del periodo facturado, la fecha de pago oportuno, pago con recargo y de suspensión. En el caso en el que el usuario entre en mora por no pago en el estado de cuenta se refleja el número de facturas que tiene pendientes por pago y en suspensión aparecería la fecha para la realización de la misma.

Gráfica 4.4.5. Factura



Fuente: Empresa

Valor total de la factura: El recuadro denominado facturación total, refleja el valor consolidado de los conceptos a pagar.

Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos (facturaciones mensuales): Se evidencia un recuadro que refleja el consumo para los seis últimos periodos facturados, detallando el mes y el consumo correspondiente, así como el gráfico de barras.

Gráfica 4.4.6. Factura



Fuente: Empresa

Cargos expresamente autorizados por la Comisión: Se refleja un recuadro denominado "tarifa", el cual detalla cada uno de los componente del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos y el costo unitario resultante, el valor de contribución o subsidio recibido según sea el tipo de usuario.

Gráfica 4.4.7. Factura



Fuente: Empresa

Valor de las deudas atrasadas: En el ítem estado de la cuenta se reflejan los números de facturas que se encuentran pendientes por pago. En el total a pagar se encuentra el valor total adeudado por el usuario.

Gráfica 4.4.8. Factura

DETALLE PERIODO DE FACTURACIÓN			
PERIODO FACTURADO:	DESDE: 21 OCT/2014	HASTA: 21 NOV/2014	
PAGO OPORTUNO:	INMEDIATO	PAGO CON RECARGO:	INMEDIATO
ESTADO DE LA CUENTA:	PERÍODOS SIN CANCELAR: 2	SUSPENSIÓN:	11 DIC/2014

Fuente: Empresa

Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada: Los intereses moratorios se observan relacionados en el detalle de la cuenta, sin embargo no se observa la indicación de la tasa aplicada.

Monto de los subsidios, y la base de su liquidación: El monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “detalle de la cuenta” de forma negativa, adicionalmente, el consumo de subsistencia establecido se evidencia en el ítem de “tarifa”.

Cuantía de la contribución de solidaridad y el porcentaje aplicado para su liquidación: Este aspecto aplica para los usuarios de los sectores industriales, comerciales, y los de los estratos 5 y 6; al respecto encontramos que el mismo se refleja en el recuadro de “tarifa”, el cual muestra el subsidio o la contribución del servicio.

Cobro de energía consumida dejada de facturar: este concepto no se refleja discriminado en la facturación, no obstante la empresa realizó el aporte de documentos que muestran el procedimiento aplicado en estos procesos, el cual detallaremos más adelante.

Cargos por concepto de reconexión o reinstalación: en la facturación suministrada como muestra no se refleja este concepto, sin embargo la empresa realizó el aporte de documentos que detallan el valor correspondiente al cargo por reconexión para cada categoría de usuarios.

Otros cobros autorizados: la factura solo refleja como otros conceptos, lo referente al cobro de Alumbrado Público, y el servicio de aseo.

Discriminación en facturas del valor de contribuciones y subsidios y otros: los valores facturados por estos conceptos se ven reflejados en las facturas de las diferentes categorías de usuarios tal como se expresó en los numerales anteriores.

Motivación mediante las facturas emitidas, respecto de uso racional de energía y beneficios ambientales: Al respecto manifiesta la empresa que esto varía para cada periodo, utilizando temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago, adjuntó soportes de los respaldos de las facturas mes a mes.

Gráfica 4.4.9. Respaldo Facturas 2014



Fuente: Empresa

Información de seguridad: Tal como se mencionó en el numeral anterior la empresa manifiesta que esto varía para cada periodo, utilizando temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago.

Página Web en la que se publica información sobre cambio de comercializador: Se verificó el contenido de la página Web de la compañía, y se encontró la opción que suministrará la información sobre cambio de comercializador.

<http://www.cens.com.co/clientes/en-us/informaci%C3%B3ndeinter%C3%A9s/cambiodecomercializador.aspx>

Estratificación Hogares de Bienestar Familiar: La empresa manifiesta haber corregido la estratificación solamente en los hogares que han pasado el reporte a la compañía. Realizaron el aporte de evidencias de algunos de los suministros que se encuentran actualizados bajo esta modalidad en el sistema.

4.5. Atención al cliente

Atención En Oficinas Comerciales:

Se verificaron aspectos como las zonas en las cuales hace presencia la compañía con la disposición de oficinas comerciales o puntos de atención, manejo de la información de peticiones y recursos presentados, trámite y respuestas, tiempos y calidad de la atención, grado de conocimiento de los agentes comerciales y las acciones adelantadas o planificadas para garantizar la idoneidad de los funcionarios, planes de mejoramiento para la atención al usuario.

Para la verificación de los aspectos antes mencionados, realizamos un recorrido por algunas de las oficinas comerciales donde obtuvimos la información que detallamos a continuación:

El área de influencia de la empresa es el departamento de Norte de Santander y parte del departamento del Cesar, para efectos de manejo y organización de las labores propias de la prestación del servicio, se manejan 5 regionales, cuentan con 50 oficinas para la atención al usuario, distribuidas así:

Gráfica 4.5.1. Oficinas de Atención

CANT. REGIONALES

- 1 Regional Cucuta
- 2 Regional Pamplona
- 3 Regional Tibu
- 4 Regional Ocaña
- 5 Regional Aguachica

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.2. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS - REGIONAL PAMPLONA											
Única	2X1		2X1		2X1		2X1		2x1	Única	
CHINACOTA	HERRAN	RAGONVALIA	DURANIA	BOCHALEMA	PAMPLONITA	CACOTA	SILOS	MUTISCUA	LABATECA	TOLEDO	CHITAGA

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.3. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS - REGIONAL TIBU								
	2X1			2X1		2x1		2x1
SAN CAYETANO	SANTIAGO		SARDINATA	BUCARASICA	CUCUTILLA	ARBOLEDAS		CAMPO DOS

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.4. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS - REGIONAL TIBU					
Única	Única	Única	Única	Única	Única
ZULIA	SALAZAR	LOURDES	PTO SANTANDER	VILLA CARO	LA GABARRA

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.5. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS - REGIONAL OCAÑA									
	2X1		2X1		2X1	Única	Única	Única	Única
RIO DE ORO	GONZALEZ	HACARÍ	LA PLAYA	SAN CALIXTO	TEORAMA	CONVENCIÓN	EL CARMEN	ABREGO	EL TARRA

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.6. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS REGIONAL AGUACHICA			
Única	Única	Única	Única
PELAYA	MORALES	GAMARRA	CACHIRA

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.7. Oficinas de Atención

OFICINAS DE ATENCIÓN MUNICIPIOS REGIONAL CUCUTA				
CUCUTA	CAC ATALAYA	CAC LIBERTAD	VILLA DEL ROSARIO	LOS PATIOS

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.8. Oficinas de Atención

OF. SATÉLITES
CAC Comuneros
CAC Libertad
Villa Rosario
Los Patios

Fuente: Empresa

Las oficinas comerciales del área metropolitana son las de más alta afluencia por lo cual cuenta con 15 agentes en el front, y para el desarrollo de las funciones propias del cargo, dividen las tareas por especialidades, asignando así agentes para los temas de recuperación de consumo, manejo de cartera, peticiones, quejas y reclamos, recepción de documentos y un orientador. De igual manera cuentan con un coordinador quien brinda soporte y apoyo a los agentes y verifica el cumplimiento de las políticas de la compañía.

Existen oficinas en las cuales se maneja el esquema de dos por uno (agentes), en la atención integral de PQR's.

Una Página Web con información de los procesos y campañas que adelanta la empresa, lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica y demás información de interés.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número 5824444, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día.

En cuanto a la atención de la reclamación escrita se cuenta con un grupo de profesionales que conforman el Back Office y de igual manera se divide el trabajo para el manejo de PQR's y recuperación de consumo.

CENS S.A. ESP, buscando estar más cerca de la comunidad, desde 2008 ha puesto en funcionamiento las Unidades Móviles, las cuales son dos busetas adaptadas y equipadas para la atención al cliente, con sistemas de información en línea y que actualmente sirven de soporte de acciones sociales.

Se verificó que las Oficinas de Atención Comercial llevan una detallada relación de las peticiones y recursos presentados y del Trámite y las Respuestas que se dieron. El

sistema de gestión comercial SIMA, cuenta con un módulo de PQRS, el cual se encuentra debidamente parametrizado y ajustado con los términos y tiempos reglamentados.

Peticiones:

Atención al Usuario:

La atención en las oficinas comerciales principales se inicia cuando el cliente ingresa al establecimiento y siendo guiado por el agente orientador, retira un ticket para solicitud de turno (Digiturno).

Para el 2.014 manejaron un tiempo promedio de espera de 10,22 minutos y de 6,43 min en atención, realizando un comparativo con los datos del 2.013 observamos una mejora de 1:38 min en el tiempo de espera, sucediendo lo contrario con el tiempo en atención, ya que aumentó en 43 segundos.

Gráfica 4.5.9. Comparativo tiempos de atención

Periodo	Espera Promedio	Atención Promedio
2013	12	6
2014	10,22	6,43

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.10. Comparativo tiempos de atención

	ENERO			FEBRERO			MARZO		
	Espera Promedio	Atención Promedio	Usuarios	Espera Promedio	Atención Promedio	Usuarios	Espera Promedio	Atención Promedio	Usuarios
2014	9,47	5,41	17.909	10,26	6,21	17.763	11,05	6,34	16.732
2015	7,42	4,45	18.381	7,43	4,39	18.745	9,04	4,59	21.655

Fuente: Empresa

Realizando un comparativo del primer trimestre del 2.014 y el 2.015 podemos observar una mejora en tiempos promedios de espera y tiempos de atención, ya que a pesar de que el número de usuarios atendidos en el 2.015 fue mayor que el del año anterior, los tiempos disminuyeron, teniendo en cuenta los datos históricos nos lleva a pensar que la tendencia va a ser esta.

Las oficinas de Cúcuta, CAC La Libertad, CAC Los Patios, CAC Atalaya, El Zulia, San Cayetano y Villa del Rosario; reflejan una imagen corporativa definida, los muebles dispuestos para la atención y comodidad del usuario son suficientes, cuentan con entradas adecuadas para adultos mayores y discapacitados. Es importante resaltar que no en todas las oficinas visitadas se encuentra publicado el listado de precios de los servicios que presta la empresa.

Grado De Conocimientos Del Empleado:

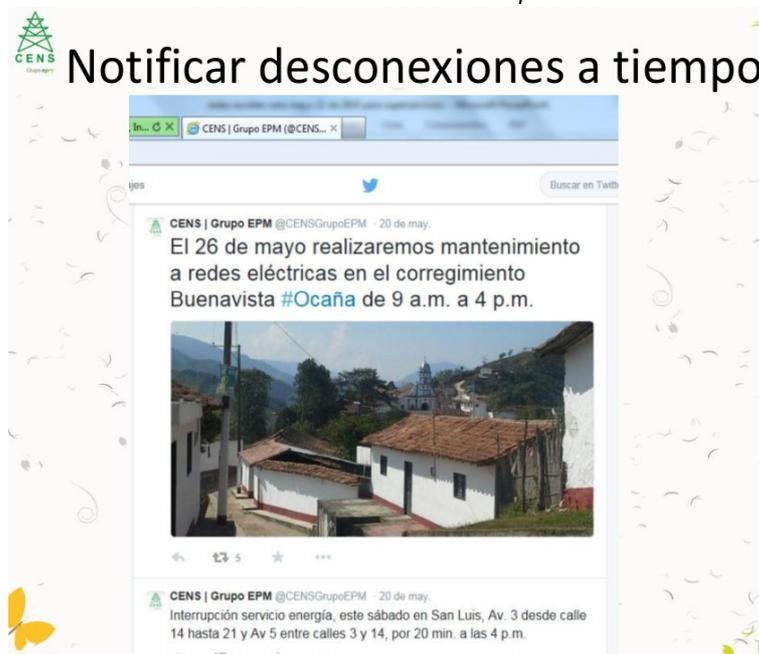
Para medir el grado de conocimiento e idoneidad de los funcionarios que corresponden al área de atención al usuario, se les realizaron unas series de preguntas y casos propias de las labores que desempeñan a diario, evidenciando que existe un grado de conocimiento adecuado y la actualización respecto a las normas vigentes y al contrato de condiciones uniformes.

En cuanto a las acciones o jornadas de capacitación y actualización programadas para los funcionarios del área y contratistas, la empresa entregó evidencias en las cuales se detallan temas como atención clientes, debido proceso, contrato de condiciones uniformes, desviaciones significativas, calidad, homologación y recuperación de energía

Aviso De Interrupciones:

Al respecto la empresa manifiesta contar con una programa planificado de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados con una antelación normalmente superior a las 72 horas, a través de los medios de comunicación masivos como radio, prensa de amplia circulación, pagina Web, la línea de atención 115 y redes sociales. Realiza el aporte de documentos que respaldan tales afirmaciones con ejemplares de la prensa escrita, pagos de pautas radiales, las publicaciones en la página Web, mensajes en redes sociales como twitter y facebook, entre otros.

Gráfica 4.5.11. Aviso de interrupciones



Fuente: Empresa

Uso Racional De La Energía:

Dentro del desarrollo de la actividad comercial de la empresa ha diseñado programas educativos dirigidos a los usuarios, tendientes a crear una cultura del uso razonable del servicio de energía eléctrica. Esta estrategia se adelanta mediante folletos alusivos al tema, imágenes alusivas al uso adecuado de la energía y recomendaciones de seguridad al reverso de las facturas, información contenida en la página Web, entre otras.

Gráfica 4.5.12. Uso racional de la energía



Fuente: Empresa

4.7. Peticiones Quejas y Reclamos

Tabla 4.7.1. Causales de Reclamación a diciembre de 2014

CAUSAL (A DICIEMBRE 2014)			
	Cantidad	Tiempo promedio respuesta	15 DIAS
RECLAMACIONES	324	2	5
<i>Alto Consumo</i>	3	12	0
<i>Cobros Inoportunos</i>	2	0	0
<i>Cobros Por Servicios No Prestados</i>	1	7	0
<i>Error De Lectura</i>	102	0,33	0
<i>Cobro De Otros Bienes O Serv. En Factura</i>	1	0	0
<i>Inconf De Otros Cargos De La Empresa</i>	23	1,82	0
<i>Inconf. Con Subsidios Y Contribuciones</i>	6	0	0
<i>Tasas E Impuestos</i>	14	2,43	0
<i>Cobros Por Promedio</i>	118	0,86	0
<i>Pago No Aplicado</i>	53	7,4	3
<i>Inconformidad Con Cargo Por Energia Recuperada</i>	1	8	0
PETICIONES	37.620	0,7	128
QUEJAS	20	11,74	5
<i>Inconformidad Con La Entrega Oportuna De La Factura</i>	8	10,625	1
<i>Inconformidad Con La Atencion</i>	1	7	0
<i>Por Suspension Corte Reconexion Y Reinstalacion</i>	7	12,57	4
<i>Cambio De Medidor O Equipo De Medida</i>	1	13	0
<i>Inconformidad Por Desconexiones Programadas</i>	1	6	0
<i>Otras Inconformidades</i>	1	12	0
<i>Daños A Fachadas De Inmuebles</i>	1	12	0
PEDIDO	460	9,06	23
DAÑOS	5.461	3,46	46
<i>Falla En La Prestacion Del Servicio</i>	3.217	4,06	35
<i>Inconformidad Con La Calidad Del Servicio</i>	2.322	3,67	0
<i>Condiciones De Seguridad O Riesgo</i>	468	4,43	0
<i>Sectores Y Ordenes Reportadas</i>	1.111	1,05	0
<i>Lampara Apagada En Corto O En Mal Estado</i>	33	9,57	0
TOTAL GENERAL		43.885	

Fuente: Empresa

La principal causal de PQR's a diciembre de 2014 fueron las peticiones correspondiendo estas al 85.72% del total, seguida por los daños con un 12.44%, de los cuales el 7.33% son por fallas en la prestación del servicio.

La causal menos recurrente son las reclamaciones las cuales equivalen a un 0,74% del total, y dentro de esta las de mas relevancia son los cobros por promedio y errores de lectura, los cuales corresponden al 0,27% y 0,23% respectivamente.

Debido Proceso:

Al analizar los casos puntuales que nos fueron suministrados en la visita, y después de revisar el contenido del CCU, pudimos observar que dicho proceso se está llevando acorde con lo establecido en el procedimiento de recuperación de consumos previsto en el mencionado CCU, y ajustándose cada día mas a los procedimientos

constitucionales. En los diferentes casos revisados, pudimos notar que la empresa, acató las sugerencias hechas en la visita anterior realizada en el año 2014, en el sentido de que dicha actuación administrativa, no se estaba llevando como lo establece la Ley 1437 de 2011.

En ese sentido es de anotar, que en los nuevos procesos que se siguen ante dicha entidad, para garantizar al usuario la cadena de custodia, ante el embalaje de equipos de medida o de otras pruebas de las que se requiere análisis de laboratorio, hoy en día, están utilizando la misma metodología y formato que se sigue en la Fiscalía General de la Nación, para la cadena de custodia de los elementos que son incautados por dicho ente investigador, con la finalidad de garantizar dicha cadena de custodia y no violarle el debido proceso a los usuarios; lo cual constituye uno de los avances en ese sentido y que fue una de las recomendaciones que se les hizo el año pasado.

Con todo y lo anterior, se sugiere a la empresa mantener una revisión permanente de los citados procedimientos, en aras de garantizar a los usuarios el debido proceso en dichas actuaciones y procurar que se minimicen los casos que den lugar a Recursos de Reposición y en subsidio de Apelación por parte de los mismos.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	17%	No cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	14	No cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	58	No cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	51	No cumple
Razón Corriente- Veces	1,50	1,28	No 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 ninguno de los 5 indicadores establecidos por la CREG con esa finalidad.

Al respecto, el informe de Auditoría de Gestión de Resultados de la Compañía advierte lo siguiente:

Margen Operacional:

“El margen operacional es mayor en 0.56 puntos porcentuales frente al valor registrado en el año 2013, variación generada por mayores ingresos por el mercado regulado, los cuales se originó básicamente en clientes del sector residencial en su mayoría estratos socioeconómicos 1 y 2, por otra parte el costo de la operación fue superior en 9.0%; tal situación se presentó por aumento en el consumo de los usuarios en cuantía de 65.5 GWh en 2013_ 1,380.8 GWh que implicó costos adicionales por \$24,228 y el incremento de la tarifa promedio de compra de \$10.7/kWh en 2013_ \$152.1/kWh y el incremento del IPP para para el STN y STR.”

Cobertura de Intereses - Veces

“Con respecto al año 2013, la relación del EBITDA frente a los gastos financieros aumentó en 2.4 puntos porcentuales, generado por comportamiento similar en los

gastos financieros, aunque en el 2014 se realizó un nuevo crédito por \$10.000 millones.”

Rotación de Cuentas Por Cobrar

“Las cuentas por cobrar incremento 1.56 días con respecto al año 2013, generado por el incremento de la cartera por mayor valor de venta de energía por aumento en la tarifa y GWh, ajustes a la facturación a los sectores 02,22 y 90, por otra parte a diciembre del 2014 el Gobierno nacional tiene un saldo pendiente por girar el déficit de los subsidios otorgados a los estratos 1,2 y 3, situación que no paso en 2013 , no obstante la gestión que de cobro que se realizó a usuarios con vencimientos mayores a 3 meses.”

Rotación de Cuentas Por Pagar

“La rotación de cuentas por pagar disminuyó 1,67 días frente a la cifra registrada el año anterior, influenciado básicamente por la disminución en el plazo para el pago de la energía adquirida en bolsa. CENS considera que ha cumplido ampliamente el referente de 26 días planteado por la SSPD dado que para garantizar un ciclo de efectivo financieramente sano, este indicador debe ser incremental mientras que la rotación de cuentas por cobrar debe ser decreciente. Ubicar la rotación de cuentas por pagar por debajo del referente impactaría negativamente la estructura de capital de la empresa, por cuanto estaríamos cancelando a nuestros proveedores de bienes y servicios en menos de la mitad del tiempo que demora el recaudo de las ventas.”

Razón Corriente

“El nivel de activos corrientes para cubrir los pasivos corrientes incremento en 0,02 veces con respecto al año anterior, situación fue provocada básicamente por el aumento de cuentas por cobrar según lo explicado en el índice de rotación de cartera y la disminución de cuentas por pagar. El activo corriente presento un aumento de \$7.601, no obstante el incremento del pasivo corriente en \$5.726, generado principalmente por obligaciones laborales.”

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

El reporte de la información al SUI fue realizado el 09 de marzo de 2015, cumpliendo con lo establecido en la Resolución SSPD 25985 De 2006 Cargue Plan Contable.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financiero

Al realizar un análisis y revisión del Informe de Auditoría Externa ella concluye “*que actualmente no se evidencian situaciones que puedan colocar a la compañía en causal de disolución*”. Al realizar esta Superintendencia el análisis determina que financieramente no presenta riesgo en la prestación del Servicio Público y esta situación se encuentra acorde con lo expuesto por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados.

Comerciales

En cuanto a aspectos comerciales de la Empresa, a través de la visita de inspección y de los análisis efectuados, se observó lo siguiente:

Es importante resaltar que en la visita realizada en el 2014 se revisó el contenido del CCU, encontrándose que el procedimiento de recuperación de consumo no se ajustaba a lo establecido para los procesos de la actuación administrativa, como lo establece la Ley 1437 de 2011.

No existía garantía en la cadena de custodia para retiro de medidores y su envío a los laboratorios de calibración, las condiciones de transporte y almacenamiento podían afectar la real condición del equipo de medida, lo que afectaría el posterior resultado de laboratorio.

Asimismo, se observaron casos en los que la empresa dio inicio a la actuación, presuntamente después de transcurrir un tiempo superior a los cinco (5) meses, que la ley otorga al prestador para recuperar consumos.

Finalmente, se observaron casos en los que presuntamente, no se garantizaba la entrega efectiva de los diferentes documentos que se generaban y los mismos no se encontraban dentro de los expedientes; presuntamente, se agotaban los procesos quedando en firme sin permitirle al usuario hacer uso de su derecho de defensa.

La empresa siguió las recomendaciones realizadas, dando cumplimiento a lo establecido a través del régimen de prestación del servicio público de energía eléctrica. Realizaron modificaciones de los procesos y fueron registrados en el Contrato de Condiciones Uniformes.

Reclamaciones:

La percepción que tuvimos al realizar la visita de los diferentes puntos de atención al usuario, es que la mayoría de las causales de reclamación con más altos índices, corresponden a las solicitudes para realizar acuerdos de pago, las que se generan en cada periodo de facturación, por no tener el usuario para pagar la totalidad de sus obligaciones o reclamos para expedición de duplicados de facturas por haber cancelado la anterior fuera del término previsto por la empresa y llegar el mes siguiente doble o con el valor de la anterior. Es de aclarar que esta empresa, no SUSPENDE el servicio, sino, por la omisión o negativa del usuario en el pago de más de dos facturas o mensualidades.

Al margen de las otras causales de reclamación en la prestación del servicio, menos recurrentes como el de la calidad del servicio y el consumo por promedio, se considera pertinente que la empresa evalúe tales estadísticas y encamine acciones para reducir el número de reclamaciones en cada una de las tipologías descritas, sobre la base de los artículos 136, 137 y 146 de la Ley 142 de 1994.

Información De La Factura:

En las facturas expedidas por la empresa en términos generales se observa el cumplimiento de la normatividad y la regulación en cuanto a los requisitos formales de la misma. Sin embargo, todavía se deben corregir algunos datos, en el sentido, de que si bien es cierto el valor de los intereses moratorios se detalla en la cuenta, presuntamente, no se indica la tasa aplicada, adicionalmente, no se registra el reporte de la base de liquidación de subsidios, consumo base de subsistencia, la causal de no lectura.

Se sugiere a la empresa incluir en la factura de manera detallada la tasa aplicada de interés de mora. Por otra parte, la factura deberá indicar si la facturación se realizó por promedio o no, en caso de ser promediada en el ítem lectura actual no podrá reflejarse la lectura anterior ya que esto daría un consumo de cero. La propiedad de los activos no se visualiza en la factura.

Se recomienda a la Empresa verificar de manera detallada la información que se registra en las facturas, respecto de lo señalado al respecto en la regulación correspondiente a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

La Empresa debe realizar modificaciones en las facturas, tales como, incluir la la tasa aplicada de interés de mora, la causal de la no lectura y la propiedad de los activos.

Se recomienda a la prestataria emprender acciones para disminuir las PQR's.

Tarifario

Para determinar las tarifas de prestación del servicio de energía, el prestador aplica la metodología tarifaria definida por la Comisión de Regulación de Energía en la Resolución 119 de 2007.

La variación de la tarifa obedece principalmente a las fluctuaciones en los componentes de generación y distribución cuya participación en la definición del CU es cercana al 78%. La mayor variación durante el año se presentó en los meses de abril y mayo, situación que se podría explicar por el incremento de los precios de la energía en bolsa para ese momento.

El 88% de la energía es transada a través de contratos bilaterales, con una exposición en bolsa de 12%.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue reglamentado para el servicio de energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

Técnico

En relación a la calidad del servicio se recomienda a la empresa realizar mayores esfuerzos para cumplir con las metas estipuladas por la regulación.

La SSPD requirió a la empresa realizar las acciones necesarias para corregir los hallazgos encontrados en la visita técnica a las subestaciones de Norte de Santander.

Se recomienda a la empresa darle celeridad al proyecto de la variante de línea Ocaña – Convención, debido a que esto es fundamental para mitigar el riesgo que esta línea está presentando actualmente.

El 88% de la energía es transada a través de contratos bilaterales, con una exposición en bolsa de 12%.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue reglamentado para el servicio de

energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

Proyectó: Paola Peñaranda Barrios – Profesional Especializado DTGE

Proyectó: Miguel Ruiz Castro – Profesional SDEGC

Proyectó: Martha Helena Muñoz- Profesional Especializada DTGE

Proyectó: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado

Proyectó: David Mozo- Profesional DTGE

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