

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES CODENSA S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2014**

CODENSA SA ESP

ANALISLS AÑO 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CODENSA S.A. ESP se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de **comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado**, La empresa presenta un capital autorizado de 28.378.952.140 acciones con un valor nominal de \$100 cada una, suscritas y pagadas 132.093.274 acciones, tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día julio 16 de 2014.

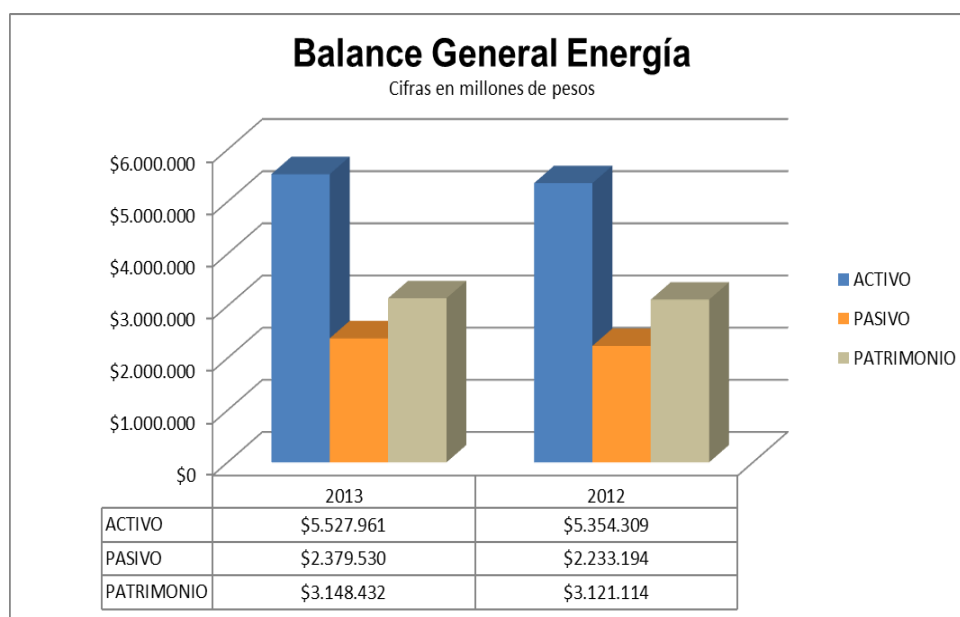
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Codensa SA ESP
Sigla	Codensa SA ESP
Nombre del gerente	David Felipe Acosta Correa
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1997
Mercado que atiende	Bogotá, Cundinamarca, Tolima y Boyacá

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$5.527.961.451.189	\$5.354.308.611.727	3,24%
Activo Corriente	\$1.036.543.332.177	\$903.293.539.197	14,75%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.406.539.358.229	\$3.368.442.416.746	1,13%
Inversiones	\$467.951.626.655	\$300.892.158.266	55,52%
Pasivo	\$2.379.529.635.179	\$2.233.194.423.903	6,55%
Pasivo Corriente	\$1.100.226.092.742	\$1.066.343.528.088	3,18%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$3.148.431.816.010	\$3.121.114.187.824	0,88%
Capital Suscrito y Pagado	\$13.209.327.400	\$13.209.327.400	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2013 los activos de la Empresa ascienden a \$5.527.961 millones, presentando un incremento de 3,24% con respecto al año anterior, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones, pasaron de \$300.892 millones a \$467.951 millones, aumento sustentado principalmente en los certificados de depósito a término los cuales se incrementaron en \$153.338 millones, ubicándose estos en \$347.036 millones a Diciembre de 2013. Según información de la prestadora, estas inversiones tienen vencimiento en Marzo y Abril de 2014 y las tasas pactadas en promedio son del 4,13% y 5,31% efectivas.

Deudores, a Diciembre de 2013, asciende a \$385.746 millones incrementándose de \$22.234 millones, con relación al mismo período de la vigencia anterior; de este rubro el 2% corresponde a cuentas por cobrar servicios públicos. La compañía tiene \$54.443 millones provisionados del valor de las cuentas por cobrar de servicios de energía, equivalente al 17% de estas.

Propiedad, Planta y Equipo, siendo este el rubro más importante del activo con una participación del 61,6%, a Diciembre de 2013 se posiciona en \$3.406.539 millones, presentando un aumento del 1,13% con relación al año anterior; sobresalen con el 70% y el 16% la cuentas de redes líneas y cables con \$2.270.612 millones y plantas ductos y túneles con \$1.077.110 millones respectivamente, incluida la depreciación. Con relación a la variación de la cuenta propiedades planta y equipo, la empresa en visita efectuada por la Dirección Técnica de Energía a las instalaciones de la prestadora comenta que esta obedece a:

“(1) Incremento por inversiones de Activos Eléctricos representados en líneas y redes de alta, media y baja tensión y equipos para subestaciones de alta, media y baja tensión; Activos no eléctricos: mobiliarios, vehículos, equipo de cómputo y comunicación por \$281.262.387, (2) Disminución por bajas por obsolescencia de transformadores y ventas de activos obsoletos como vehículos y mobiliarios por (\$3.328.469), (3) Disminución por depreciación causada en el periodo (-\$ 239.825.557)”

Con relación al Pasivo a Diciembre 31 de 2013, se ubica en \$2.379.529 millones, presentando un aumento de 6,55% equivalente a \$146.335 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: cuentas por pagar \$632.178 millones, obligaciones laborales \$18.975 millones, otros bonos y títulos emitidos \$1.247.052 millones, pasivos estimados y provisiones \$340.189 millones, otros pasivos \$141.136 millones.

Del pasivo resalta el valor por bonos emitidos que asciende a \$1.105.975 millones, correspondiendo este al 100% de la financiación de Codensa, que resulta ser la fuente más eficiente en términos de corto, plazo y flexibilidad documental (no covenants), según información de la prestadora.

Dentro de las cuentas por pagar son los bienes y servicios los que representan el valor más significativo con el 65% del total de este rubro equivalente a \$409.230 millones.

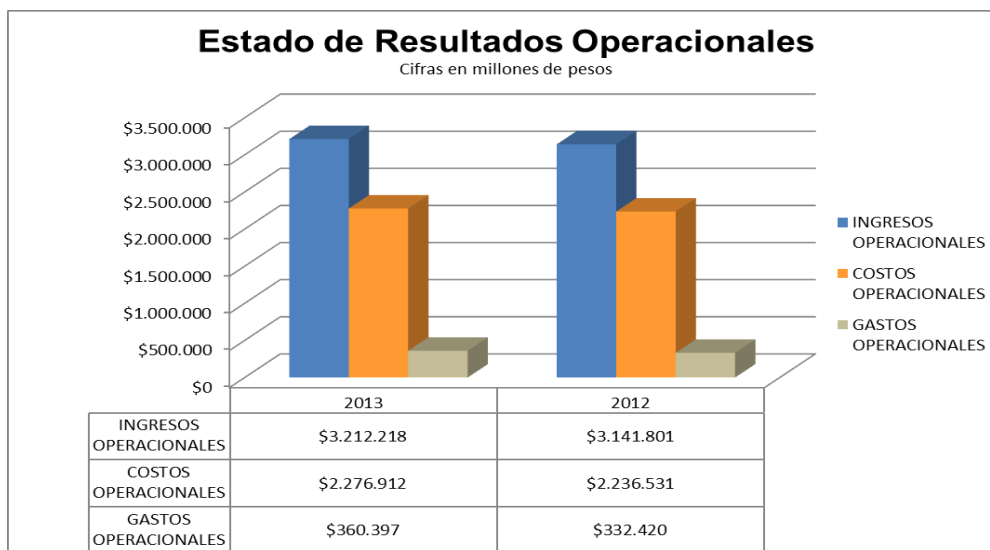
Los pasivos estimados a largo plazo, según explicaciones de la prestadora sufrieron un aumento ocasionado en:

“(1) Incremento provisión desmantelamiento transformadores PCBS (residuos tóxicos), de acuerdo a la Ley 1196/2008 - Resolución 222 /2011 de Minambiente; por \$7.828.779, (2) Para el proyecto Nueva Esperanza se constituyó provisión para compensación ambiental de acuerdo a la Resolución 1061/2013 de Minambiente y Acuerdo 17 /2013 CAR; por \$9.985.000, (3) provisión para rescate arqueológico por hallazgo arqueológico en el lugar del proyecto \$8.996.000 M”

A Diciembre de 2013 El patrimonio presentó un ascenso de \$27.318 millones con respecto a Diciembre de 2012, posicionándose en \$3.148.432 millones, el aumento esta explicado por la utilidad del ejercicio, la cual superó en \$24.918 millones la presentada a diciembre de 2012 y adicional por ajuste en el rubro de superávit por valorización en \$ 2.400 millones. El capital autorizado está representado en 28.378.952.140 acciones con un valor nominal de \$100 cada una, suscritas y pagadas 132.093.274 acciones. La revalorización del patrimonio corresponde al 57% del total de la cuenta 3, equivalente a \$1.787.495 millones.

Con relación a la estructura de capital, el 57% de los fondos son propios y los 43% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$3.212.218.131.516	\$3.141.800.722.671	2,24%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.276.911.577.683	\$2.236.531.414.431	1,81%
GASTOS OPERACIONALES	\$360.397.294.787	\$332.420.147.528	8,42%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$574.909.259.046	\$572.849.160.712	0,36%
OTROS INGRESOS	\$46.705.763.999	\$51.186.616.521	-8,75%
OTROS GASTOS	\$85.704.503.852	\$113.042.959.061	-24,18%
GASTO DE INTERESES	\$65.751.398.348	\$81.422.258.935	-19,25%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$535.910.519.193	\$510.992.818.172	4,88%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para Diciembre de 2013 fueron de \$ 3.212.218 millones, presentando un aumento del 2,24% con respecto a Diciembre de 2012, al negocio de distribución le corresponden \$ 341.873 millones y al negocio de comercialización \$ 2.667480 millones, incrementándose este en \$ 41.001 millones en referencia al año 2012.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 70,9% de los Ingresos Operacionales de Diciembre de 2013, aumentándose en 1,81% con respecto al año anterior, pasando de \$2.236.531 millones en el 2012 a \$ 2.276.911 millones en 2013, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$1.624.384 millones equivalente al 71%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$1.276.127 millones.

Los gastos operacionales a Diciembre de 2013 crecieron 8,42%, pasando de \$332.420 millones a \$360.397 millones, su composición se efectúa de la siguiente manera: gastos administrativos 21%, las provisiones, depreciaciones y amortizaciones 79%; los gastos de administración crecieron \$3.143 millones ubicándose en \$73.886 millones a Diciembre de 2013, de los cuales \$35.943 millones corresponden a gastos de personal, \$21.988 millones gastos generales y \$15.955 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Con relación a la nómina a 31 de Diciembre de 2013 se contaba con 1.037 empleados de los cuales 452 eran convencionados y 485 integrales. Por tipo de contrato se contaba con 1.001 empleados con contrato a término indefinido, 35 empleados a término fijo y 1 empleado por contrato de obra. Adicional a esta información la prestadora cuenta con convenciones colectivas que vienen desde 2004 a 2007 y pertenecieron a la anterior administración EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA; en Julio 8 de 2011 se firmó un acta convencional donde se modifican algunos puntos, formando parte integral de la convención anterior.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a Diciembre de 2013 aumentaron \$24.834 millones; este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$1.846 millones, provisión de inventarios \$868 millones, provisión para obligaciones fiscales \$279.212 millones, provisión para contingencias \$861 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$923 millones y amortización de intangibles \$2.801 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$46.706 millones, están compuestos por: \$33.381 millones Financieros, \$390 millones ajuste por diferencia en cambio y \$12.935 millones extraordinarios; dentro de los ingresos financieros se destacan \$ 13.978 millones de intereses sobre depósitos y \$7.493 millones de recargo por mora.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$85.705 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los gastos extraordinarios con el 77% y el 15% respectivamente del total del rubro.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

CODENSA S.A. ESP a diciembre de 2013 presentó una utilidad neta de \$574.909 millones superando el resultado de 2012 en \$24.918 millones; el ebitda de la compañía a 2013 alcanzó los \$1.149.640 millones incrementándose con respecto al año anterior en \$21.908 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,94	0,85
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	43	41
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	66	61
Activo Corriente Sobre Activo Total	18,75%	16,87%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	43%	42%
Patrimonio Sobre Activo	57%	58%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	46%	48%
Cobertura de Intereses – Veces	17,24	13,83
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$1.149.640.157.905	\$1.127.732.644.796
Margen Operacional	36%	36%
Rentabilidad de Activos	21%	21%
Rentabilidad de Patrimonio	26%	25%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2013 es de 0,94 veces, indicador que presenta un crecimiento de 0,14 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 2 días pasando de 41 días en 2012 a 43 días en 2013; la empresa tarda 66 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 5 días con respecto a 2012, en el cual se tardaba 61 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en bonos y títulos emitidos y cuentas por pagar principalmente.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para Diciembre de 2013 es de 43%, este evidencia un aumento del 1% con respecto a 2012 cuyo porcentaje era de 42%; el Pasivo corriente representa el 46% del total de los Pasivos, por lo que el 54% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a los bonos emitidos por la compañía.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de Diciembre de 2013 fue de 36%, manteniéndose constante con base al año anterior; La rentabilidad de los activo se posicionó en 21% presentando igual valor al calculado en 2012; La rentabilidad del patrimonio reveló una mejora de 1% respecto al mismo periodo de la vigencia 2012 que fue del 25%

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Descripción de Infraestructura

De acuerdo con lo reportado en los Formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realiza un análisis de la infraestructura de la empresa y se presenta una evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de los activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores CODENSA

NUMERO DE TRANSFORMADORES	NUMERO DE CIRCUITOS	TOTAL CAPACIDAD TRAF0	USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
11668	130	517552,5	252655	45035307	2011
11886	129	517230	248612	34551552	2012
12358	126	534436,5	258146	54717417	2013

Fuente: SUI – DTGE

Con respecto a la tabla anterior se observa que para el 2013 CODENSA S.A. ESP tiene reportados 61,322 transformadores en todo su mercado con 849 circuitos reportados y 2'686.090 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 6362 MVA y una demanda mensual de 622 GWh.

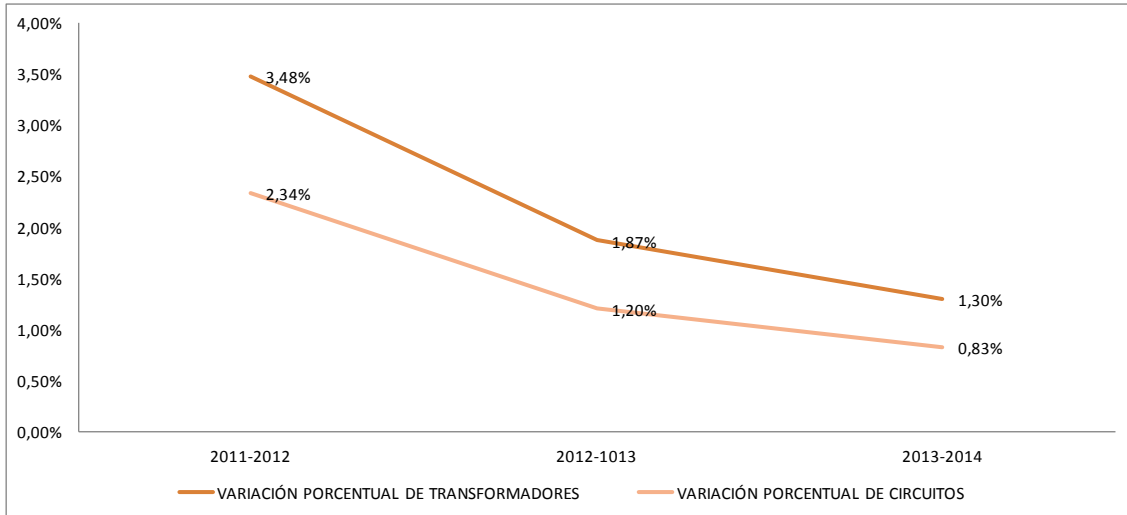
Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores CODENSA

NUMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
85	11689,263	2011
89	11410,838	2012
89	11521,259	2013

Fuente: SUI – DTGE

Según la información reportada en el SUI para el año 2013 CODENSA S.A. ESP cuenta con 87 subestaciones instaladas, con una longitud de la red, correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal más ramales, de 11988,9 Km. Este valor obedece a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI para el 2013 de los circuitos.

Grafica 3.1.3 Variación Porcentual de la Evolución de Transformadores y Circuitos



Fuente: SUI – DTGE

De la gráfica anterior se observa que la empresa presenta un crecimiento durante los últimos 3 años en cuanto a transformadores y circuitos. Para el período del 2011-12 se registró un incremento del 3,48 % para transformadores y un 2,34% para circuitos. En el último período 2013-2014 (1 semestre 2014) se presentó un crecimiento del 1,30% para transformadores y un 0,83% para circuitos.

3.2 Continuidad

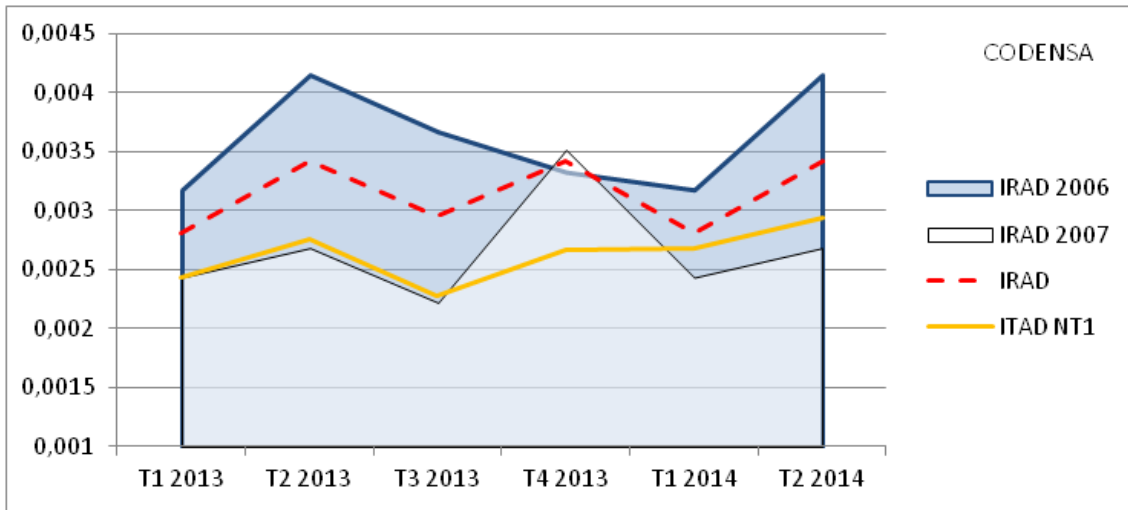
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir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

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 018 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP

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 tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

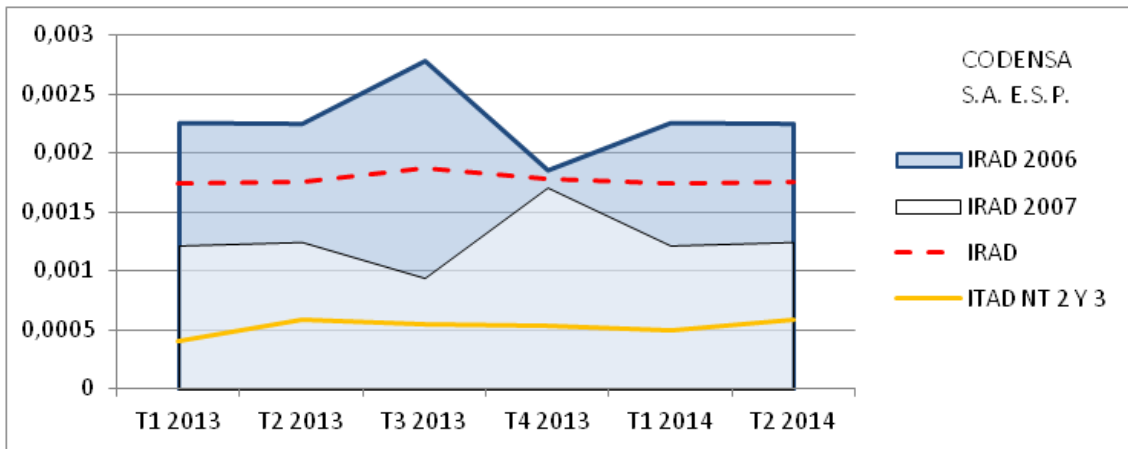
Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

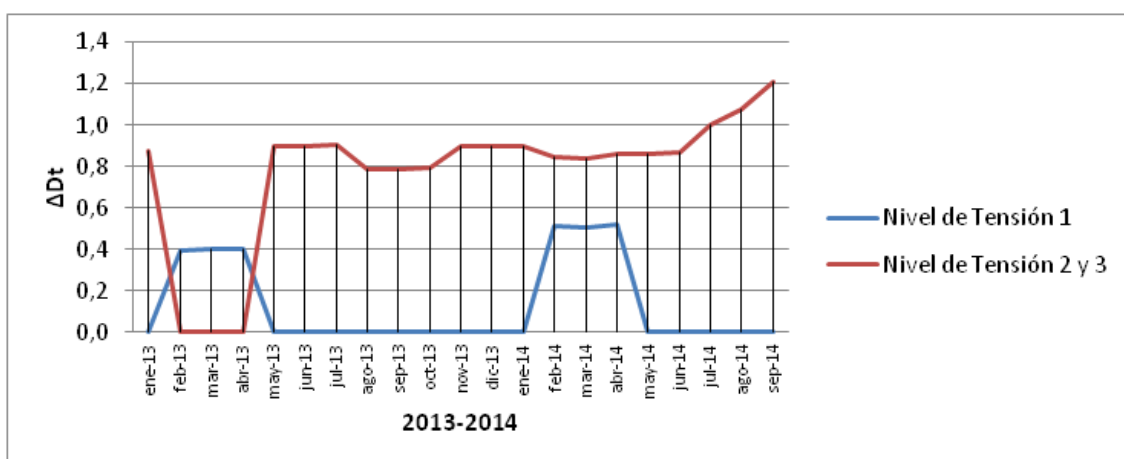
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, 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: SUII- DTGE

Como conclusión general, se evidencia que CODENSA S.A. ESP, ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para todos los períodos del año 2013 y lo corrido de 2014, cumplió con los indicadores ITAD y ΔDt .

3.3 Calidad de la Potencia, CPE

Por quejas de usuarios del municipio de Tenjo, se solicitaron registros de calidad de la potencia suministrada al circuito alimentador del sector durante la última semana del mes de mayo de 2014. De acuerdo con el análisis de los datos recibidos se observa lo siguiente:

- Las variaciones en las magnitudes de las tensiones en estado estacionario, medidas en el punto de conexión a 11,4 kV de la subestación Tenjo, están dentro de la franja regulatoria establecida por la Resolución CREG 024 de 2005 (90% y 110% de la tensión nominal).
- El factor de potencia de la instalación oscila entre 0,85 y 0,96 inductivo. El percentil 95 de las mediciones tomadas corresponde a un factor de potencia de 0,95.
- El desequilibrio entre las señales de tensión en la barra cumple los requerimientos de calidad establecidos por la norma EN50160 que se utiliza como referencia (menor al 2% para el 95% de las mediciones tomadas).
- La impresión de inestabilidad de la sensación visual (flicker, Pst) en el 95% del tiempo supera el valor recomendado por la norma.
- La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.
- No se evidencian armónicos en tensión de orden superior que superen el límite recomendado por el std IEEE 519.

- Durante la semana del 8 al 16 de julio de 2014 se realizaron mediciones de la calidad de la potencia eléctrica en barras a 13.8 kV de las subestaciones Vianí y La Palma en Cundinamarca, por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante contrato realizado con la empresa Applus Norcontrol Colombia, 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%.
- Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13800 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.
- Para la subestación Vianí el valor promedio del factor de potencia se encuentra en 0,8989 lo cual no cumple por muy poco con la Res. CREG 108 de 1997, $fp \geq 0,9$. En la subestación La Palma no se obtuvieron los datos correspondientes debido a la falta de cableado de las señales de corriente en el tablero de medida de la calidad de potencia. Se recomienda realizar el cableado de estas señales.
- 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 superan el límite recomendado de 3% por el STD IEEE 519 con valores del 3,1780%, 3,3950 y 3,9610% respectivamente.
- No se encuentran sobrepasos de distorsión armónica de corriente por encima del 15%.
- En general, en los armónicos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al quinto armónico.
- Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la norma.

Por otra parte, en las visitas realizadas el presente año por parte de la SSPD a las subestaciones Mesitas, La Victoria, La Palma y Vianí, se verificó la existencia de los medidores de calidad de la potencia, de conformidad con lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 2005 y 016 de 2007.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 39 proyectos de inversión de los cuales 28 se programaron finalizar en Diciembre de 2013 (Proyectos a mediano plazo) y 11 proyectos a más de un año (Proyectos a largo plazo) como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
1	Ampliación de capacidad de transformación de la subestaciones Tibabuyes Calle 67 y Mosquera	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 2.628,69	56,10%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
2	Intervenir 15 circuitos de MT que se encuentran con una cargabilidad superior al 85 por ciento	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 4.939,14	57,94%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
3	Diseño suministro construcción civil y electromecánica montaje pruebas y puesta en servicio de un modulo de transformación así como un modulo de circuito de media tensión nuevo	01/01/13	31/12/14	En Ejecución	\$ 846,73	20,00%	Sin observaciones
4	Se ampliara la capacidad instalada en la subestaciones MT MT TAUSA y CUCUNUBA además se instalara un nuevo modulo de transformación 5 MVA en Tausa y otro de 5 MVA en Cucunuba	01/01/12	31/12/13	Finalizado	\$ 1.218,36	98,20%	Sin observaciones
5	Normalizar las redes de distribución de alta tensión	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 9.883,66	82,13%	Sin observaciones
6	Normalizar las redes de distribución de baja tensión	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 1.204,78	100,00%	Sin observaciones
7	Instalar en la subestacion Ubate dos modulos de compensacion capacitiva de 25 MVAR cada uno con sus respectivas bahias de conexion en 115 kV y sus equipos asociados	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 5.177,10	98,22%	Sin observaciones
8	Instalar compensaciones reactivas capacitivas de 30 MVAR netos en la barra de 115 kV de las subestaciones Tibabuyes Usme y Bacata BT con sus respectivas bahias de conexion en 115 kV y sus equipos asociados	01/01/13	31/12/14	En Ejecución	\$ 229,89	37,60%	Sin observaciones
9	Construir nueva infraestructura operar y modiFinalizadocar las redes para prestar un mejor servicio de energía eléctrica	01/02/13	31/12/13	Finalizado	\$ 3.490,97	100,00%	Sin observaciones
10	Construcción y remodelación de las obras civiles y de las redes de que alimentaran la nueva carga del Aeropuerto Internacional El Dorado desde las subestaciones FONTIBON y FLORIDA	01/01/13	31/12/14	En Ejecución	\$ 6.464,53	70,00%	Sin observaciones
11	Atención de los requerimientos de los clientes que requieran nuevas conexiones en el área de influencia de los municipios atendidos por CODENSA SA ESP en Cundinamarca	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 2.385,19	94,69%	Sin observaciones
12	Construcción de redes requeridas para atender nuevas conexiones	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 46.067,26	100,00%	Sin observaciones
13	Esquemas de teleprotección para líneas de 115 kv	01/01/10	31/12/13	Finalizado	\$ 2.623,05	100,00%	Sin observaciones
14	Adecuación y refuerzo de la red existente así como las prolongaciones de red necesarias para habilitar las suplencias a los clientes particulares	01/12/13	31/12/13	Finalizado	\$ 1.046,01	46,30%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
15	Implementación de medidas técnicas y focalización para disminuir el robo de energía	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 10.192,47	100,00%	Sin observaciones
16	Implementación de medidas técnicas y focalización para disminuir el robo de energía 2	01/05/09	31/12/13	Finalizado	\$ 2.261,24	100,00%	Sin observaciones
17	Finalizadonormalizar las obras correspondientes a los subproyectos con solicitudes mayores a 1 MVA en AT SE Faca Cliente IBERPLAST y SE Cagueza Cliente COVIANDES	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 2.645,38	100,00%	Sin observaciones
18	Construcción de infraestructura eléctrica de Media y Baja Tensión para poder atender los requerimientos de la nueva demanda en Bogota y Sabana	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 3.203,81	40,45%	menores solicitudes a las previstas
19	Normalizar las redes de distribución de media tensión	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 5.630,41	89,17%	Sin observaciones
20	Sustitución de 968 transformadores monofásicos de que se encuentran instalados en el área de cobertura de Codensa en Cundinamarca	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 784,27	100,00%	Sin observaciones
21	Modernización de los esquemas de control protección y comunicaciones en las subestaciones frontera con el STN	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 623,03	43,30%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
22	Normalización de redes para garantizar la calidad de servicio	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 17.702,29	100,00%	Sin observaciones
23	Normalización de redes para garantizar la calidad de servicio 2	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 2.282,61	72,68%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
24	Subterranización de las redes de media y baja tensión para cumplir el POT Distrital Decreto 190 de 2004 y los POT Municipales	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 12.478,01	100,00%	Sin observaciones
25	Radecuación de la subestacion actual convertirla en una subestacion en conFinalizadoguración barra sencilla 115 kV encapsulada	01/01/13	31/12/15	En Ejecución	\$ 42,37	15,23%	Sin observaciones
26	Readecuar la SE Ubalá rEn Ejecuciónmplazando el tren de celdas tipo interior que alimenta los circuitos por un patio tipo exterior construido con reconectores	01/01/12	31/12/14	En Ejecución	\$ 538,46	39,00%	Sin observaciones
27	Implementación de medidas técnicas y focalización para disminuir el robo de energía	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 5.562,23	100,00%	Sin observaciones

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
28	Remuneracion o adquisicion de redes y equipos de media y baja tension construidos por particulares e instalados en el sistema en fecha posterior a 1997	01/02/13	31/12/13	Finalizado	\$ 760,28	55,14%	menores solicitudes a las previstas
29	Efectuar el cambio de postes de madera de 10 metros por posteria de concreto y metalica realizando la adecuacion de las redes baja tension asociadas a las estructuras intervenidas	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 8.199,56	100,00%	Sin observaciones
30	Efectuar el cambio de postes de madera de 12 metros por posteria de concreto y metalica realizando la adecuacion de las redes Media tension	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 8.156,07	66,60%	Disminucion de alcance por priorizacion de recursos
31	Reposicion de transformadores y equipos de distribucion identificados con PCB y que a la vez estan sobredimensionados	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 2.833,50	100,00%	Sin observaciones
32	Diseno suministro montaje y puesta en servicio del segundo banco de transformacion de conexion al STN en la subestacion Bacata con tres autotransformadores monofasicos 500 115 kV de 150 MVA con sus respectivos modulos de conexion en 500 y 115 kV	01/01/13	31/12/16	En Ejecución	\$ 189,14	1,00%	Avance en ingenierias
33	Diseno suministro de equipos y materiales obras civiles licencias ambiental y de construccion montaje pruebas y puesta en servicio de una nueva subestacion que se conectara al STN	01/01/08	31/12/17	En Ejecución	\$ 22.925,14	28,10%	Sin observaciones
34	Diseno suministro construccion civil y electromecanica montaje pruebas y puesta en servicio de la subestacion en conFinalizadoguracion barra sencilla con 2 bahias de trafo y 2 bahias de lineas	01/01/11	31/12/16	En Ejecución	\$ 696,57	7,00%	Sin observaciones
35	Compra del lote licencias diseno suministro construccion civil y electromecanica pruebas montaje y puesta en servicio de la nueva subestacion MT-MT Guacheta	01/01/12	31/12/13	En Ejecución	\$ 1.719,44	60,00%	Sin observaciones
36	Diseno suministro construccion civil y electromecanica pruebas montaje y puesta en servicio de la subestacion MT MT Quinta Perez en conFinalizadoguracion barra sencilla	01/07/12	31/12/13	En Ejecución	\$ 918,11	24,00%	Sin observaciones
37	Diseno suministro montaje y puesta en servicio de una nueva conexion para CODENSA al STN de 230 kV que inicialmente estara compuesta por dos bancos de transformacion 230 y 115 kV de 300 MVA cada uno	01/01/12	31/12/18	En Ejecución	\$ 595,97	1,00%	Sin observaciones
38	Reposicion de transformadores fallados	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 5.261,80	100,00%	Sin observaciones
39	Reposicion de transformadores fallados	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 4.669,83	76,59%	Sin observaciones
TOTAL					\$ 209.077,37	68,73%	

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, mejorar la calidad de la potencia suministrada y la confiabilidad del sistema eléctrico, de donde 26 proyectos están encaminados realizar adecuaciones al Sistema de Distribución Local – SDL y 13 proyectos al Sistema de Transmisión Regional -STR por un valor total de inversión de \$ 209.077.369.565.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a Diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento de 83.8%, lo cual representa un buen nivel cumplimiento.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

Hasta el año 2013 la empresa CODENSA S.A. ESP tiene un 99.9 % de cobertura en Bogotá D.C. y los municipios donde presta el servicio, lo cual la ubica como la segunda empresa con mayor cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

Es de resaltar que aunque la empresa provee una cobertura muy amplia del servicio a su mercado, durante el transcurso del año ejecutó recursos específicos por valor aproximado de \$ 48.000.000.000 para seguir mejorando en este aspecto.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN se encontró que para la ciudad de Bogotá existen restricciones ante contingencias del STR en: el transformador Bacatá (500kV/115kV) por sobrecarga, las líneas Bacatá – Chia 115kV, Noreste –Tenjo 115kV y Bacatá – El sol 115kV y de manera general sobrecarga de las líneas de 115 kV ante contingencias de acuerdo al informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. ESP.

Lo anterior quiere decir que el sistema de transmisión que atiende a Bogotá D.C. mientras permanezca estable no va a haber ningún inconveniente con el despacho de energía programado y la prestación del servicio, sin embargo en el evento de la falla de algún activo que haga parte del anillo de las líneas antes mencionadas posiblemente se presentarán sobrecargas en los conductores.

Una de las causas principales de estos posibles eventos es el rápido crecimiento en la demanda de energía eléctrica que ha tenido la capital, para mitigar los anteriores riesgos a corto plazo el Centro Nacional de Despacho – CND dependiendo el caso coordinará maniobras en el Sistema Eléctrico Nacional para evitar la suspensión del servicio a los usuarios. A largo plazo el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR de Bogotá D.C. como son:

- Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230kV, y doble transformación 230kV/110kV. Fecha programada de entrada en operación octubre de 2015.
- Instalación de 275 MVAR de compensación capacitiva repartida entre Bogotá y Meta. Fecha programada de entrada en operación año 2014.
- Compensación tipo FACTS de 440 MVAR en el área Oriental. Fecha programada de entrada en operación año 2015.
- Enlaces Sogamoso – Norte y Norte – Nueva Esperanza 500kV. Fecha programada de entrada en operación año 2018.
- Nuevo circuito Virginia – Nueva Esperanza 500kV. Fecha programada de entrada en operación año 2020.

3.5 Retie

Con el fin de evaluar la calidad del servicio y la normativa RETIE a la empresa CODENSA S.A. ESP, se realizó un estudio de las interrupciones de energía por circuitos y por transformador a través de la base de datos del Sistema Único Información – SUI, información que reportean en los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 201024000008055 de 2010. Una vez evaluada la información se encontraron los municipios de Mesitas, Viani y La Palma como los más importantes para la visita técnica del servicio y la infraestructura.

Al respecto la Delegada para Energía y Gas, a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía programó varias visitas técnicas a los municipios con el fin de verificar el cumplimiento de los parámetros de calidad de la potencia definidos en la Resolución CREG 024 de 2005 y la normativa RETIE.

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Formato 19 Información de Accidentes de Origen Eléctrico en el Sistema Único de Información – SUI, CODENSA S.A. ESP, registra 3 accidentes de origen eléctrico para los años 2012 y 2013.

3.5.2. Resultados Visitas de Inspección

Durante el recorrido en los circuitos de Mesitas no se evidenciaron irregularidades en la infraestructura de la red eléctrica, se tomaron mediciones en diferentes puntos y los valores están dentro de lo establecido por la regulación.

De acuerdo a la visita realizada a las subestaciones La Palma y Viani, y los circuitos de La Palma - Topaipi y Viani – La Sierra, en general se observó que las subestaciones y circuitos se encuentran en buen estado. Puntualmente los circuitos en su mayoría están remodelados con menos de 3 años de construidos.

Los mayores inconvenientes que tienen estos circuitos son la geografía por la que transitan, ya que son zonas montañosas y de difícil acceso, por lo que la atención de eventos toma tiempos prudentes para su atención puntual.

3.5.2.1. Hallazgos y observaciones en subestaciones y prestación del servicio

Subestación La Palma

- No se encuentran cajas de inspección de puesta a tierra (Art. 15.1 Literal d RETIE)
- La subestación cuenta con señalización de riesgo eléctrico solo en su puerta principal. (Art. 23.1 Literal C RETIE)

Subestación Viani

- No se encuentran cajas de inspección de puesta a tierra (Art. 15.1 Literal d RETIE)
- La subestación no cuenta con señalización de riesgo eléctrico. (Art. 23.1 Literal C RETIE)
- Una de las puertas de la subestación se encontraba asegurada con una cuerda incumpliendo el Art. 23.1 Literal C.

Recorrido Municipio Mesitas

Algunos de los usuarios visitados se quejan por las interrupciones de energía especialmente en temporada de lluvias; sin embargo, se observó que la tensión está dentro de los valores permitidos en la regulación.

En las Subestaciones visitadas, cada circuito cuenta con su equipo de medición de calidad de la potencia. En general se encuentran en buen estado y cumplen con lo estipulado en el RETIE.

Se efectuó el diligenciamiento de la lista de chequeo aprobado para el cumplimiento de la visita, se revisaron en campo aspectos relacionados con el cumplimiento del RETIE en los procesos de distribución y transformación y se solicitó explicación sobre aspectos puntuales, encontrándolos ajustados a las normas.

Se tomaron mediciones de tensión en fines de circuito, encontrándose dentro de los límites establecidos por la resolución CREG 070 de 1998.

3.6 Mantenimientos

A continuación se presentan los principales aspectos del proceso de mantenimiento eléctrico realizado por CODENSA S.A. ESP, durante el año 2013, destacando las inversiones y el modelo preventivo que está manejando.

3.6.1. Contratos Vigentes de Mantenimiento

Tabla 3.6.1.1 Contratos para Mantenimientos en Subestaciones

CONTRATOS VIGENTES PARA MANTENIMIENTOS EN SUBESTACIONES			
PROVEEDOR	UTILIZACIÓN/ ALCANCE	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Consorcio CAM - SERINGEL	Subestaciones	01-may-10	30-abr-15
FYR Ingenieros Ltda.	Subestaciones	01-ene-10	31-dic-14
Alstom Colombia S.A.	Subestaciones	18-feb-13	03-nov-13

Fuente: CODENSA – SSPD

Tabla 3.6.1.2 Contratos para Mantenimientos en Líneas de Alta Tensión

CONTRATOS VIGENTES PARA MANTENIMIENTOS EN LINEAS DE ALTA TENSION			
PROVEEDOR	UTILIZACIÓN/ ALCANCE	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Union Temporal Trendicon	Lineas AT	01-jun-12	31-may-17

Fuente: CODENSA – SSPD

Tabla 3.6.1.3 Contratos para Mantenimientos para Líneas de Media y Baja Tensión

CONTRATOS VIGENTES PARA MANTENIMIENTOS EN LINEAS DE MEDIA Y BAJA TENSION			
PROVEEDOR	UTILIZACIÓN/ ALCANCE	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Cenercol	Redes MT BT	01-abr-10	30-mar-15
Deltec S.A.	Redes MT BT	01-may-10	30-abr-15
	Redes MT BT	12-ago-10	11-ago-15
Consorcio MEC CAM	Redes MT BT	01-may-10	30-abr-15
Coopser	Redes MT BT	23-ago-10	22-ago-15
Villa Hernandez	Redes MT BT	26-may-11	26-may-15
Ingevesa	Redes MT BT	29-jul-11	28-abr-13
Postratar Ltda	Redes MT BT	16-ago-11	15-ago-14
Micol	Redes MT BT	15-jun-11	21-abr-13
Deltec	Redes MT BT	01-nov-12	31-mar-13
Cenercol	Redes MT BT	01-may-13	30-abr-18

Fuente: CODENSA-SSPD

Tabla 3.6.1.4 Contratos para Mantenimientos de Podas

CONTRATOS VIGENTES PARA MANTENIMIENTOS DE REDES PARA PODAS			
PROVEEDOR	UTILIZACIÓN/ ALCANCE	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Cenercol Podas	Redes de Distribución	Octubre de 2013	Septiembre de 2015

Fuente: CODENSA- SSPD

3.6.2. Mantenimientos Programados y Ejecutados en Subestaciones 2013

Tabla 3.6.2.1 Estado de Mantenimientos

MANTENIMIENTO PROGRAMADO Y EJECUTADO EN SUBESTACIONES				
DESCRIPCION	PROGRAMADO	EJECUTADOS	% EJECUCION	VALOR
Modulos de Patio de Conexiones	53	52	98%	\$ 365.243.732
Interruptores de Media Tensión	97	97	100%	\$ 156.707.596
Servicios Auxiliares	209	209	100%	\$ 131.483.436
Otros				\$ 1.394.140.362
Total Ejecutado		99%		\$ 2.047.575.126

Fuente: CODENSA-SSPD

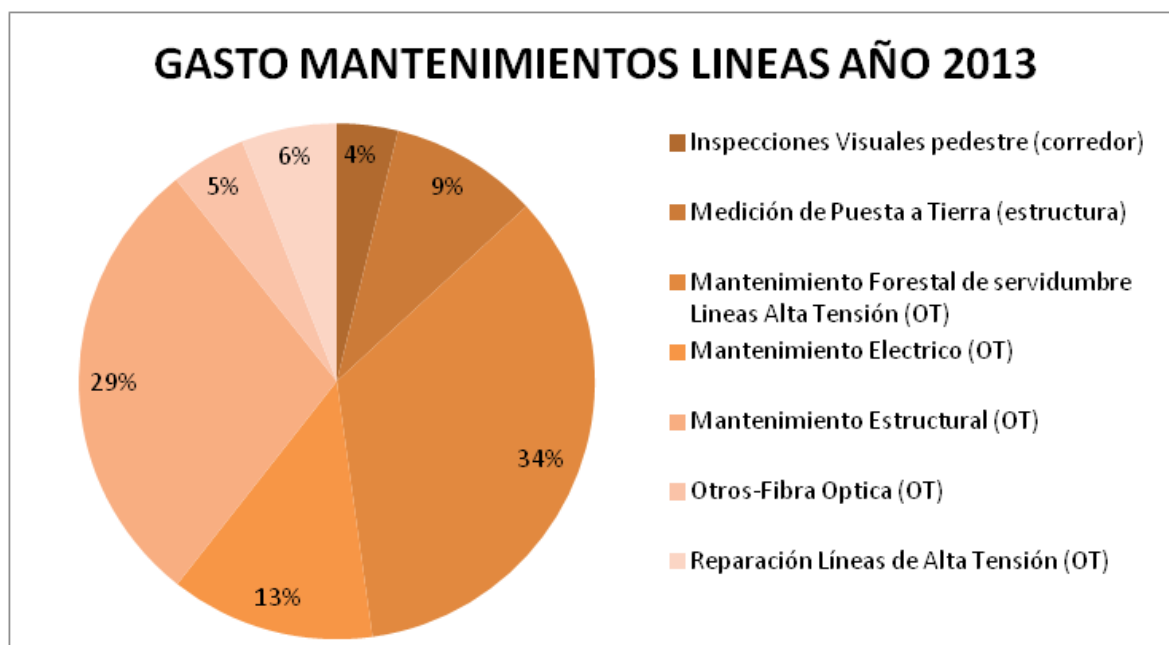
3.6.3. Mantenimiento de Redes de Alta Tensión e Inversión

Tabla 3.6.3.1 Mantenimiento de Redes de Alta Tensión

MANTENIMIENTO PREDICTIVO PLANIFICADO LINEAS DE ALTA TENSIÓN													
TRABAJO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Inspecciones Visuales pedestre (corredor)	1	21	33	25	28	10	13	32	18	16	8	3	208
Medición de Puesta a Tierra (estructura)	20	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	20	340
MANTENIMIENTO PREDICTIVO EJECUTADO LINEAS DE ALTA TENSIÓN													
TRABAJO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Inspecciones Visuales pedestre (corredor)	2	17	24	26	25	23	8	34	10	2	5	5	181
Medición de Puesta a Tierra (estructura)	0	0	0	82	88	135	0	77	94	55	267	110	908
PORCENTAJES DE EJECUCION													
Inspecciones Visuales pedestre (corredor)	87%												
Medición de Puesta a Tierra (estructura)	267%												
MANTENIMIENTO PREDICTIVO (ON CONDITION)													
TRABAJO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Mantenimiento Forestal de servidumbre Lineas Alta Tensión (OT)	14		3	14	7	9	12	11	5	7	3	5	90
Mantenimiento Electrico (OT)	0	6	1	1	3	5	2	2	3	2	1	3	29
Mantenimiento Estructural (OT)	3	5	5	5	7	6	6	5	2	3	2	1	50
Otros-Fibra Optica (OT)	0	1	0	3	1	5	0	5	9	3	0	2	29
MANTENIMIENTO CORRECTIVO													
TRABAJO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Reparación Líneas de Alta Tensión (OT)	1	1	0	2	1	2	2	1	0	4	1	3	18

Fuente: CODENSA – SSPD

Tabla 3.6.3.2 Inversiones Mantenimiento Redes Alta Tensión



Fuente: CODENSA – SSPD

3.6.4. Relación de gastos en mantenimientos de redes de Media y Baja Tensión

Tabla 3.6.4.1 Gastos en Mantenimientos de Redes Media y Baja

ACTIVIDADES EN LA RED		2012	2013
ACTIVIDAD	UTILIZACION	GASTOS	GASTOS
AP (Zona Sur - Norte)	MT - BT	\$ 14.471.652.625	\$ 15.867.159.835
Mantenimiento y Obras Menores MT y BT (Zona Norte)	MT - BT	\$ 9.201.509.666	\$ 8.839.433.610
Operaciones Tecnicas Cundinamarca (Zona Norte)	MT - BT	\$ 6.460.663.861	\$ 8.879.316.671
Mantenimiento y Obras Menores MT y BT (Zona Sur)	MT - BT	\$ 9.358.764.916	\$ 9.164.922.157
Operaciones Tecnicas Cundinamarca (Zona Sur)	MT - BT	\$ 2.904.705.658	
Servicio de atención de fallas o mantenimiento correctivo y operación de las redes de distribución de MT/BT y subestaciones MT/MT/BT	MT - BT	\$ 16.529.233.243	\$ 15.720.443.351
Construcción y mantención de obras redes de media y baja tensión MT/BT	MT - BT		\$ 72.143.860
Servicio para la ejecución de obras dentro del convenio de electrificación firmado con la Gobernación de Cundinamarca	MT - BT	\$ 159.057.623	
Contrato de enlace para soportar las operaciones en la zona sur de Cundinamarca	MT - BT	\$ 1.201.660.289	\$ 3.819.549.291
Servicio de mantenimiento y construcción de redes de Media Tensión y Baja Tensión (MT/BT) en la zona sur de Cundinamarca (Rural)	MT - BT		\$ 2.154.939.104

Fuente: CODENSA – SSPD

4. ASPECTOS COMERCIALES

Durante el año 2013 (Enero a Diciembre), la empresa CODENSA.S.A. ESP, presentó el comportamiento en su estructura comercial en cuanto hace referencia a: el número de suscriptores, los niveles de consumos, las tarifas, los subsidios y contribuciones, la calidad del servicio, entre otros aspectos relevantes.

La recolección de información comercial se realizó en el mes de Abril de 2014, con el objetivo de conocer la estructura de mercado que tiene la empresa, su evolución, las zonas en que están organizados para la administración de los usuarios, el volumen de quejas, la cuantificación y cualificación de los motivos de queja.

Adicional, se busca consolidar y evaluar la información acerca de la gestión de la empresa para evitar afectación de los usuarios, en aspectos desarrollados e implementados por la empresa y concernientes a la calidad y perfil de los empleados que atienden el área comercial, la capacitación, el outsourcing, el proceso de escalamiento de las PQR y la continuidad del personal de atención ante los probables cambios de la empresa encargada del área de atención ciudadana.

4.1. Estructura del mercado

4.1.1. Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1.1. Relación de suscriptores CODENSA.S.A. ESP 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	SUSCRIPTORES	PARTICIPACIÓN PORCENTUAL
Estrato 1	179.304	6,69%
Estrato 2	994.796	37,09%
Estrato 3	776.716	28,96%
Estrato 4	263.734	9,83%
Estrato 5	88.557	3,30%
Estrato 6	73.025	2,72%
Total Residencial	2.376.132	88,60%
Industrial	43.522	1,62%
Comercial	250.860	9,35%
Oficial	3.996	0,15%
Otros	7.481	0,28%
Total No Residencial	305.859	11,40%
Gran Total	2.681.991	100,00%

Fuente: SUI

La mayor concentración de usuarios se encuentra en los estratos 2 y 3, la cual tiene una participación del 66.05% en el sector residencial, seguida por los usuarios comerciales con un 9.35%, en el sector no residencial.

4.2. Niveles de Consumo (Kw.)

Tabla 4.1.2. Consumo por Actividad CODENSA.S.A. ESP 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	CONSUMOS (Kw.)
Estrato 1	25.847.977
Estrato 2	148.632.601
Estrato 3	125.789.038
Estrato 4	47.699.358
Estrato 5	20.634.147
Estrato 6	24.510.428
Total Residencial	393.113.549
Industrial	75.408.541
Comercial	165.424.172
Oficial	20.835.347
Otros	43.672.376
Total No Residencial	305.340.436
Gran total	698.453.985

Fuente: SUI

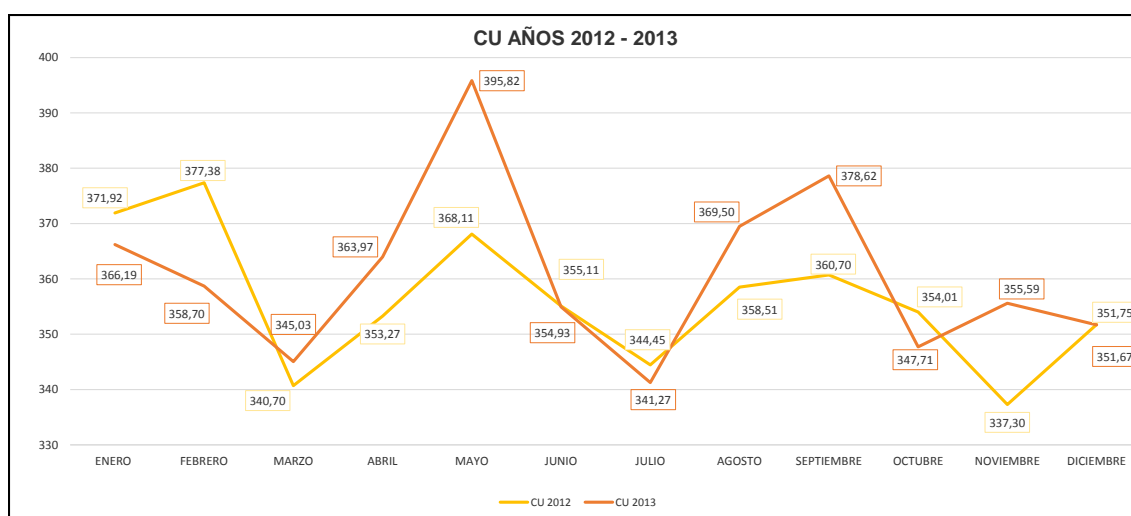
El mayor consumo demandado en energía se sitúa en los estratos 2 y 3, los cuales sumados equivalen a 274.421 Kw, para el sector residencial y 165.424 Kw para el sector comercial.

4.3. Aspectos Tarifarios

4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU

La gráfica 4.3.1., detalla el Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU, de los años 2012 y 2013, para la empresa CODENSA S.A. ESP, la cual hace parte del ADD Oriente¹.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2012 - 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

De conformidad con las publicaciones enviadas mes a mes durante el año 2013, la empresa aplicó los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 119 de 2007 para el cálculo de las componentes del Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU.

La gráfica anterior, muestra que el CU más alto para los usuarios se presentó en los meses de Mayo y Septiembre con 395,82 \$/Kwh. y 378.62 \$/Kwh. respectivamente; Estas alzas se dan por el comportamiento unificado del componente de distribución único del ADD Oriente que sobrepasó en estos dos meses los \$152 \$/Kwh. En la gráfica se observa que el valor del CU del mes de Diciembre de los años 2012 y 2013 tiene un valor similar.

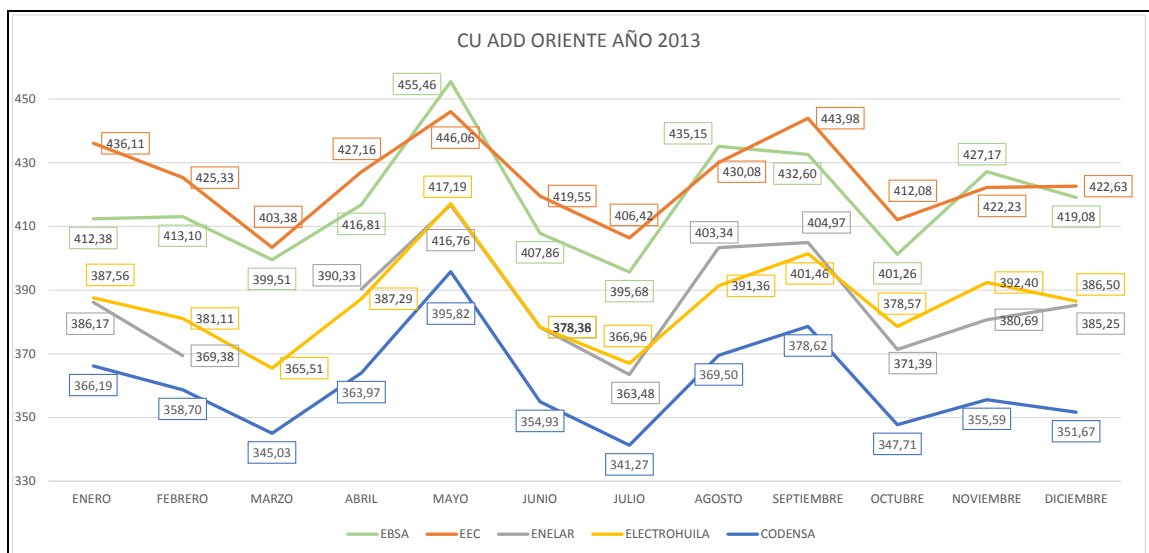
4.3.2 Comportamiento del CU del prestador con respecto al ADD Oriente durante el 2013

Entre las cinco empresas que constituyen el ADD Oriente, durante todo el año 2013, CODENSA S.A. ESP, presenta el CU o tarifa del estrato 4 más baja, situación que se observa por el comportamiento de los componentes de generación, comercialización, perdidas y restricciones, dado que el valor de las componentes de distribución y transmisión son iguales a todos las empresas que conforman esta ADD.

¹ ADD Oriente, creada a través de la Resolución 182306 del 16 de diciembre de 2009 por el MME

Es en el mes de julio de 2013 cuando se presenta el CU más bajo de las cinco empresas llegando a un 341,67 \$/kWh, tal como se distingue en la gráfica 4.3.2., el CU presenta un comportamiento oscilatorio en el CU durante el año 2013, entre las empresas que la conforman.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios del ADD Oriente, Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESPs de ADD Oriente

El valor 395.82 \$/kWh que corresponde a Mayo, es el más alto de todo el 2013 y obedece al valor de la compra de energía que para el prestador se incrementó de 126,98 \$/kWh a 156.43 \$/kWh entre Abril y Mayo, unido al incremento al valor único del componente de distribución único (D_{tun}) del mes en comento de la ADD Oriente, que se situó en 152.70 \$/kWh, esto es, 20.65 \$/kWh por encima con respecto al mes de Abril de 2013.

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2012 – 2013

De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 119 de 2007, el valor del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica consta de un componente variable según el nivel de consumo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), y un componente fijo, expresado en pesos por factura (\$/factura), el cual a la fecha no ha sido establecido por el regulador.

En la formula dispuesta en este acto normativo se establece la metodología con la cual se trasladan al usuario el valor del costo en que incurre la empresa para prestar el servicio de energía eléctrica, los cuales son trasladados al usuario en las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y también a las Pérdidas y Restricciones expresadas en \$/kWh.

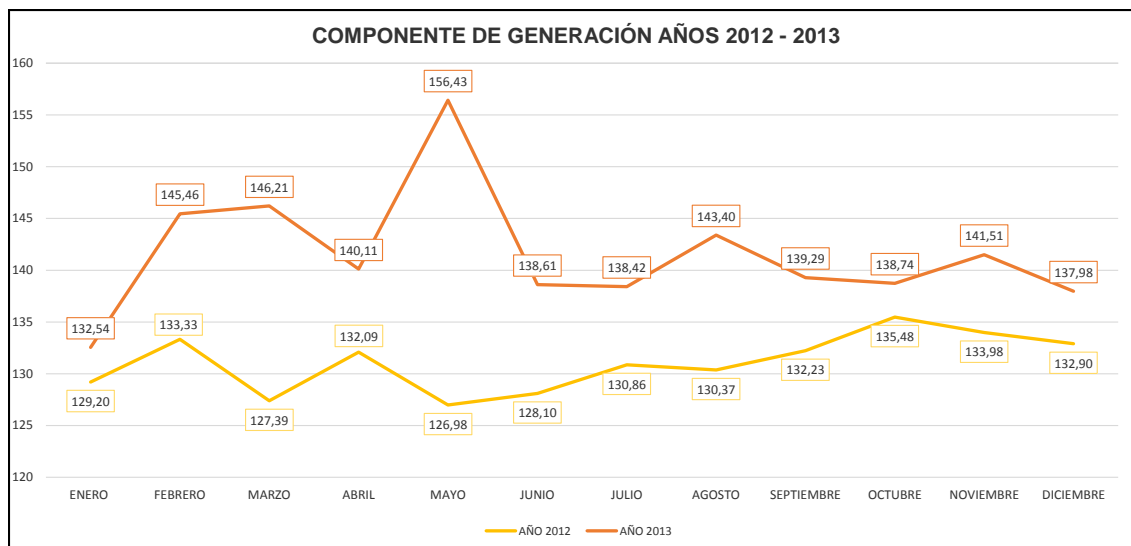
A continuación se reseña el comportamiento de cada uno de estos componentes:

4.3.3.1.1. Componente Generación

El valor de la compra de energía se presenta en la gráfica 4.3.3.1.a., en la cual se observa que el promedio de las compras de energía del año 2013 es de 141,55 \$/kWh, esto es, 10.48 \$/kWh más que en el 2012. El incremento en el promedio, se origina por

el comportamiento del precio de bolsa y contratos, dado que con respecto al mes de mayo de 2012, este incremento es superior en 29,45 \$/kWh.

Gráfica 4.3.3.1.a. Comportamiento de la Compra de Energía Años 2012 - 2013

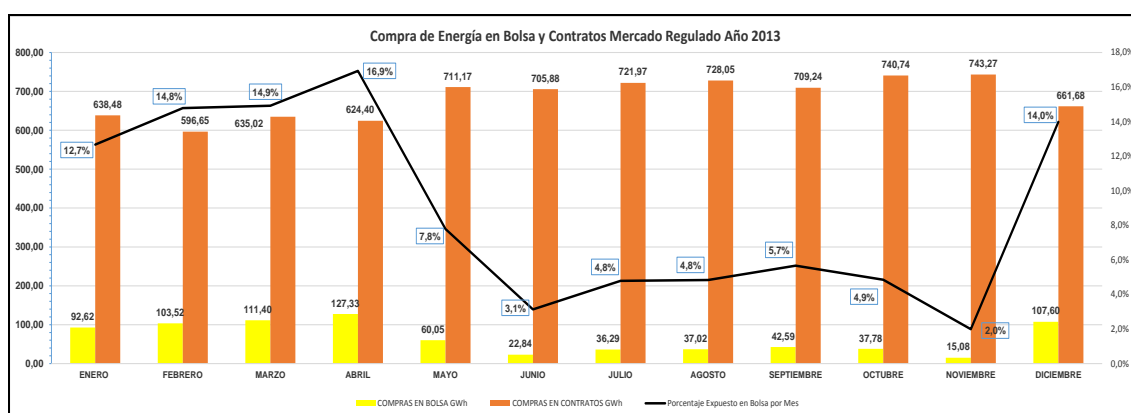


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP – Base de Datos de la SSPD

Se puede afirmar que el precio es relativamente estable en el componente G, una de las razones de este comportamiento, se infiere a la cobertura en contratos del prestador, lo cual evita que los precios altos de la bolsa sean transferidos a los usuarios, finales.

La gráfica 4.3.3.1.b., detalla la información de las compras de energía en bolsa y contrato de CODENSA S.A. ESP, registradas por el operador de mercado durante el año 2013, las cuales ascienden a 9.010 GWh, lo cual indica que la empresa en el período señalado estuvo expuesta en bolsa en un 8,8%.

Gráfica 4.3.3.1.b. Compra de Energía CODENSA S.A. ESP 2013



Fuente: XM S.A. ESP

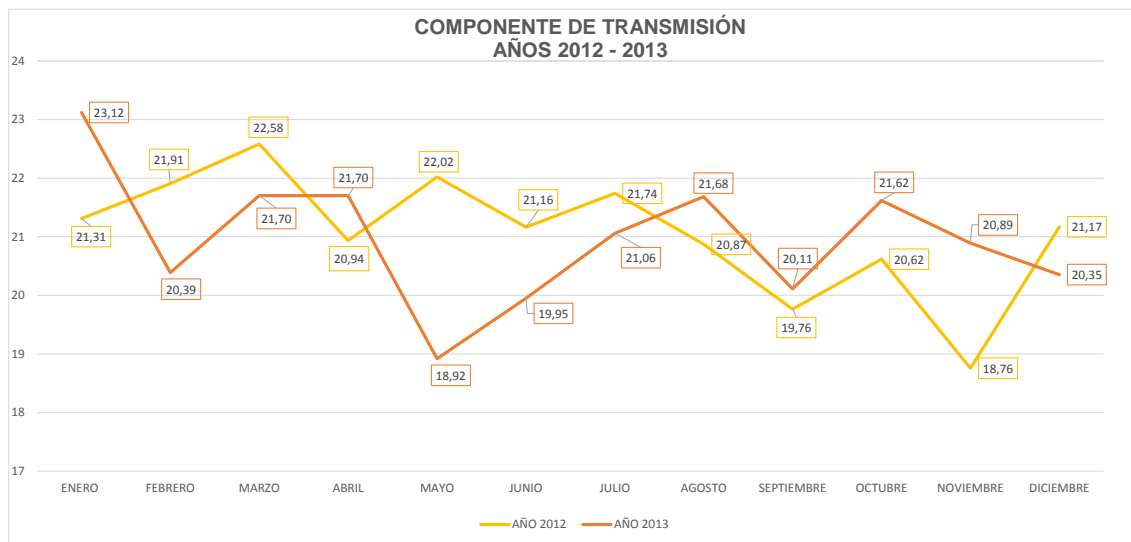
4.3.3.2. Componente Transmisión

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 mes a mes por Liquidador de Cuentas (LAC), XM ESP y lo publica para que las empresas lo incluyan en el CU y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP). Este índice presentó una variación negativa del 0.49%, con respecto al año 2012 según la información del comportamiento del IPP, del Departamento Nacional de Estadística -DANE.

La gráfica 4.3.3.2., muestra el comportamiento del componente de transmisión donde se registra su mayor y menor valor por 23.12 \$/kWh y 18.92 \$/kWh en enero y Mayo respectivamente.

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión Años 2012 – 2013



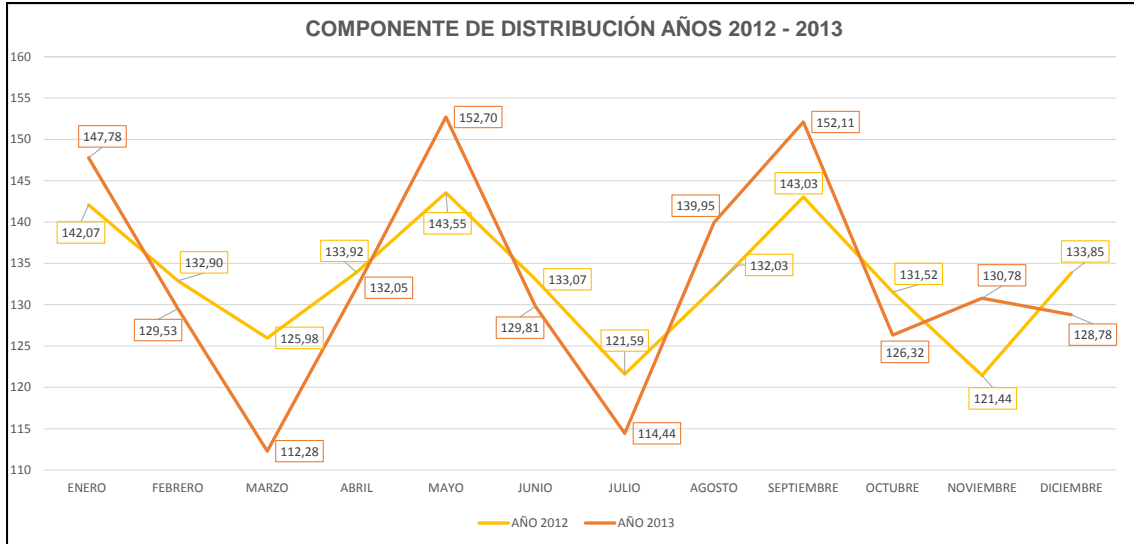
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. ESP

4.3.3.3. Componente Distribución D

Es XM S.A. ESP, como Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC, quien mensualmente calcula el cargo de distribución único - D_{tun} el cual es aplicado a todas las empresas que hacen parte de una misma ADD, como se ha reseñado anteriormente la empresa hace parte del ADD Oriente.

Fue hasta el último trimestre de 2013, que el D_{tun} del ADD Oriente tiende a estabilizarse, tal como se describió en el numeral 4.3.2., las oscilaciones del componentes de distribución arrastra el comportamiento del CU, lo cual se debe a la participación del componente, que en promedio corresponde al 36.88% del CU. La gráfica 4.3.3.3., se aprecia el comportamiento de D.

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución Años 2012 - 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP - XM S.A. ESP

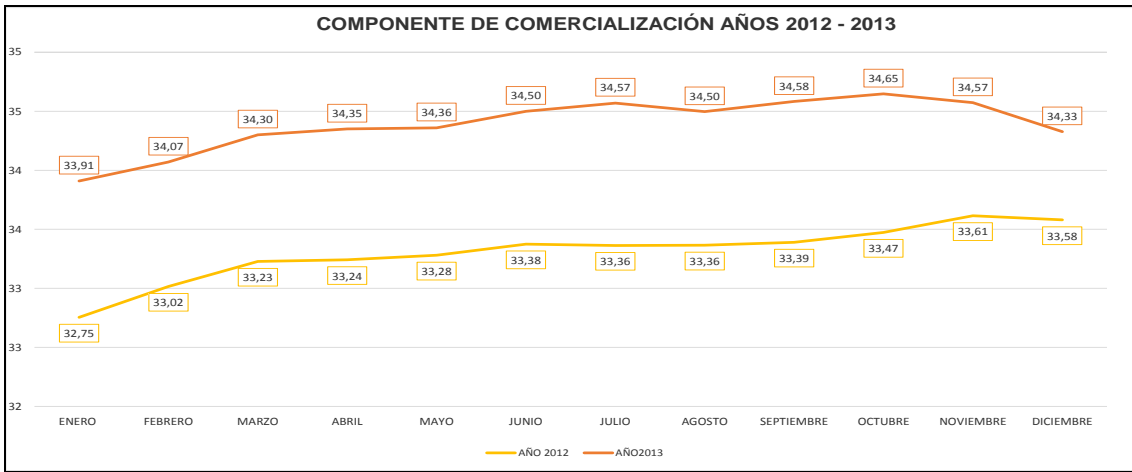
Las ADD fueron instauradas por el Gobierno Nacional desde el año 2008, con el propósito, que el valor del componente de distribución de energía de las áreas de mayor densidad poblacional como es el caso de Bogotá, compensen a las regiones con mayor dispersión geográfica de clientes para el caso es para el departamento de Cundinamarca, Arauca, Boyacá y Huila.

4.3.3.4. Componente Comercialización C

El cargo de comercialización, tiene un peso aproximado del 10% en el CU y varía principalmente por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), tal como se observa en la gráfica 4.3.3.4.

El valor promedio de este componente en los años 2012 y 2013 se situaban entre 33.31 \$/kWh y 34.39 \$/kWh respectivamente.

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización Años 2012 – 2013



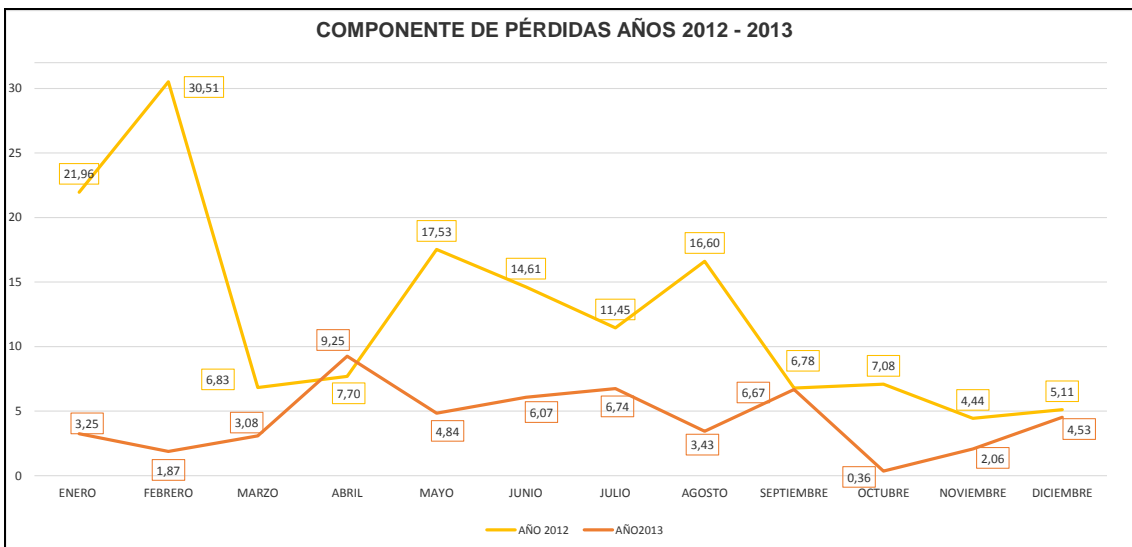
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

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 de 2012 y 2013, fue del 12,55 \$/kWh y del 4,35 \$/kWh, como se observa el valor se redujo para este último año en aproximadamente en un 65.37%. La gráfica 4.3.3.5., muestra mes a mes, el componente de pérdidas de los años 2012 y 2013.

Gráfica 4.3.3.5. Comportamiento del Componente de Pérdidas Años 2012 – 2013



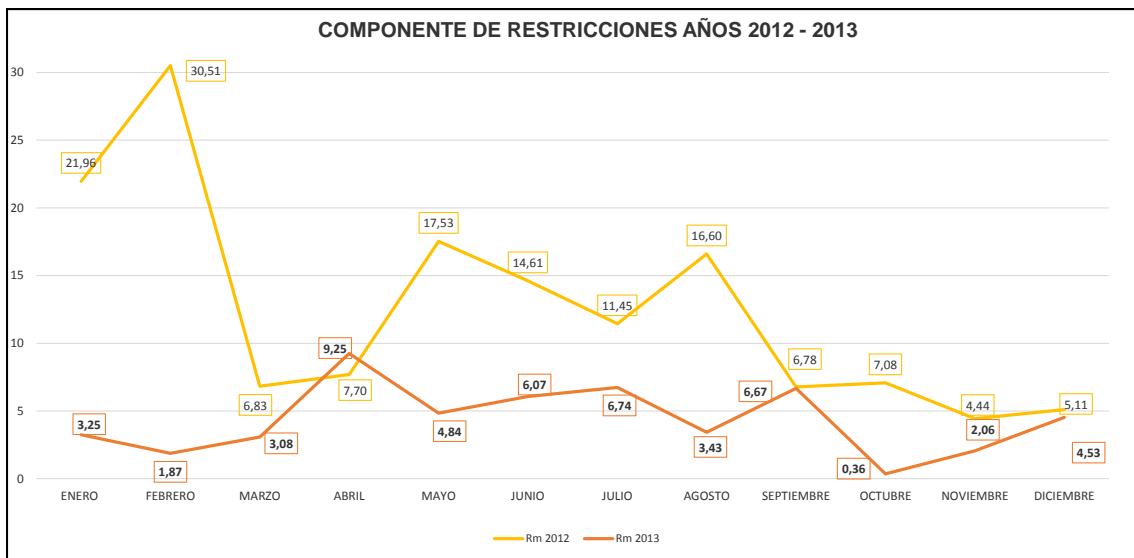
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

Las restricciones del Sistema Interconectado Nacional SIN, que fueron asignadas a CODENSA S.A. ESP, para cada uno de los meses de los años 2012 y 2013, se encuentran en la gráfica 4.3.3.6.

El comportamiento del valor de las restricciones durante el 2013, presenta menos oscilaciones que las del 2012, el mayor valor es de 9.25 \$/kWh y se presentó en el mes de Abril, y el promedio del año solo alcanza el 4,34 \$/kWh; precio muy por debajo del promedio del 2012 que se situaba en 12.55 \$/Kwh.

Gráfica 4.3.3.6. Comportamiento del Componente de Restricciones Años 2012 – 2013

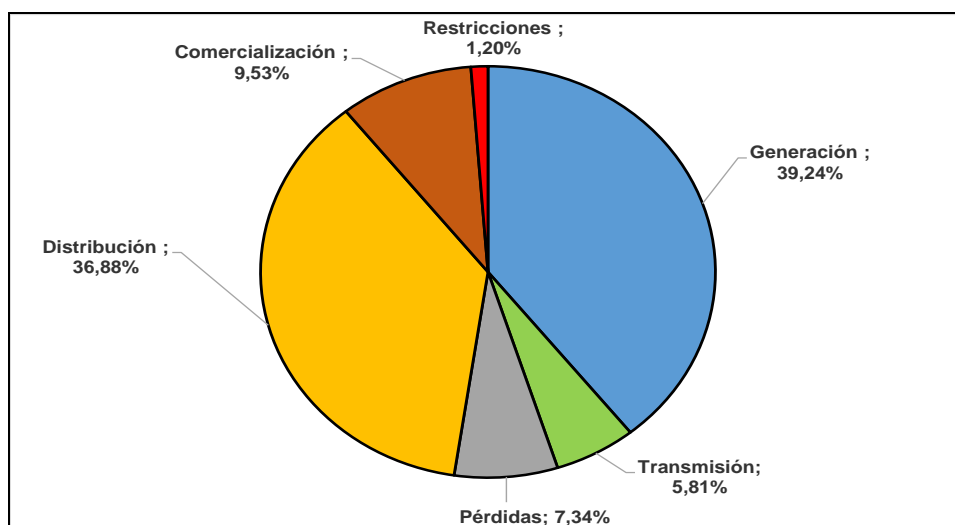


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

4.3.4. Porcentaje de participación por componente en el CU

La gráfica 4.3.4., presenta la participación de cada uno de los componentes del CU promedio del año 2013, en el cual se consolida que el 76.12% para las actividades de distribución y generación.

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

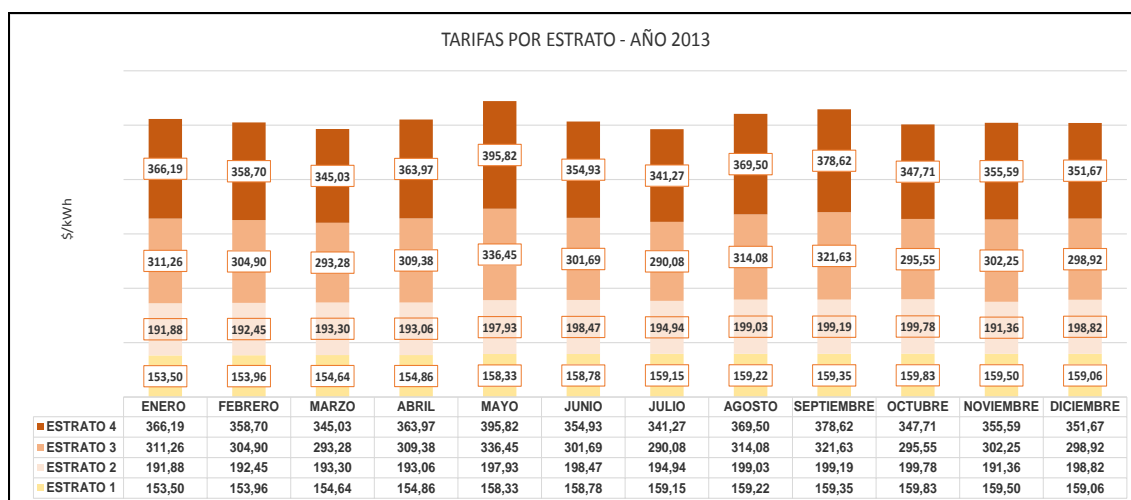


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

4.3.5. Evolución de las Tarifas del año 2013

Las tarifas que se muestran en la gráfica 4.3.5., corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 para el sector residencial en los estratos 1, 2, 3, y 4.

Gráfica 4.3.5. Tarifas Sector Residencial Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Con base en el Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU, el prestador calcula las tarifas de los diferentes estratos, siendo el CU el calor de la tarifa del estrato 4. La Resolución CREG 186 de 2010, establece la fórmula para el cálculo de las tarifas de los estratos 1 y 2, la cual relaciona las tarifas del mes anterior con la varianza del IPC del mes m-2 y m-1, teniendo en cuenta lo anterior, las tarifas que publica y el prestador dan cumplimiento a la norma señalada.

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

Tabla 4.1.2. Valor Consumo por Actividad CODENSA.S.A. ESP 2013

ESTRATO O ACTIVIDAD	VALOR CONSUMO (\$)
Estrato 1	9.135.124.681
Estrato 2	52.195.493.184
Estrato 3	44.097.190.434
Estrato 4	16.589.644.511
Estrato 5	7.234.944.761
Estrato 6	8.536.358.721
Total Residencial	137.788.756.292
Industrial	24.930.131.412
Comercial	56.503.779.699
Oficial	6.366.968.706
Otros	13.325.546.214
Total No Residencial	101.126.426.031
Gran total	238.915.182.323

Fuente: SUI

El mayor ingreso facturado se genera en los estratos 2, \$52.195.493.184 y estrato 3, \$44.097.190.434, en el sector residencial, así como para el sector no residencial se destaca el usuario comercial con \$56.503.779.699

4.4.1. Organización Administrativa e Infraestructura para la Atención Comercial.

La empresa argumenta que dentro de las políticas de atención al público, se busca cada vez mejorar las oficinas de atención, ubicándolas lo más cercana, cómodas, con suficiente información ilustrativa al usuario. Al igual que el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática, para que su uso sea confiable, de fácil acceso y expedito para los usuarios.

En la facturación del mes de Diciembre, se envió comunicación a los usuarios en la que se expuso que la situación financiera de la empresa era inviable y que se proponía una modificación al contrato firmado. Los cambios del contrato contaban de un cambio en la tarifa (Ajuste a precio de bolsa) y liberación de responsabilidades al usuario por cambio unilateral de comercializador.

4.4.2. Infraestructura e instalaciones Físicas.

El Proceso de atención a Clientes en Centros de Servicio de los Municipios de Cundinamarca:

El proceso de atención de Clientes en los Centros de servicio, se basa en los requerimientos y peticiones de los Clientes sobre la prestación del servicio público domiciliario de energía y la prestación de servicios asociados.

Una vez los Clientes se acercan a cualquiera de los centros de servicio ubicados en los Municipios de Cundinamarca, toma un turno del dispensador que se encuentra en la entrada de cada centro y espera ser llamado en sala. Llamado el Cliente, para ser atendido por el asesor, éste recepciona la solicitud y gestiona de manera integral la misma para dar por finalizada la atención.

En los municipios que así lo requieran, continuar con el mejoramiento, ampliación, implementación de los medios de acceso, acorde con el desarrollo de la ciencia y la tecnología para facilitar el contacto con los usuarios y la resolución de las quejas y mejoramiento de la atención en el menor tiempo posible.

El acompañamiento por parte del Director de Zona de la Empresa Colaboradora (outsourcing contratado por la empresa) a cada uno de los Centros de servicio consiste en lo siguiente:

- Hacer retroalimentación de los resultados de indicadores a cada uno de los asesores.
- Efectuar control al desarrollo de las actividades de formación que haya transmitido la unidad de formación sobre temas de producto, desarrollo de competencias, entre otros.
- Administrar de manera integral los Centros de Servicio a cargo.
- Reporte necesidades locativas, de formación, fallas en aplicativos y de recursos que impidan el óptimo funcionamiento para que el área respectiva se encargue de su pronta solución.
- Identificar oportunidades de mejora, plantear, ejecutar y controlar estrategias o planes de acción que busquen el cumplimiento de los indicadores de gestión.
- Liderar el grupo de trabajo asignado en la búsqueda del desarrollo personal y profesional, además de generar sentido de pertenencia y compromiso con el Cliente.

El acompañamiento que el Profesional Comercial CODENSA S.A. ESP hace a cada uno de los Centros de servicio consiste en lo siguiente:

- Validar y controlar el cumplimiento del objeto del contrato con la Empresa colaboradora, en cada uno de los Centros de Servicio en lo que tiene que ver con los indicadores de gestión.
- Sostener reuniones periódicas con los Directores de Zona para trabajar los planes de acción y estrategias planteadas en pro del cumplimiento de los indicadores.
- Identificar oportunidades de mejora en el manejo y correcto funcionamiento de cada Centro de Servicio y reportarlas para la implementación de correctivos y mejoras.

- Brindar apoyo al Director y al Centro de Servicio en el cumplimiento de las necesidades locativas, de formación, fallas en aplicativos y de recursos que impidan el óptimo funcionamiento y que sean cumplidas de manera oportuna.
- Velar por que la imagen de CODENSA S.A. ESP sea utilizada de manera adecuada y que la percepción del Cliente sea cada vez mejor.
- Brindar acompañamiento a los equipos de trabajo buscando identificar junto con el Director optimizar los recursos tanto humano como de procesos.

4.4.3. Particularidades de las zonas de Cundinamarca:

ZONA CENTRO:

- En la zona centro es donde más Clientes se atienden por medio de Atención Integral Móvil, en la cual se destacan los Municipios de Caparrapí, Topaipí, el Peñón y Yacopí.
- Debido a temas atmosféricos, como las lluvias que se presentan durante gran parte del año y la inestabilidad del terreno, la zona centro se ve afectada de manera frecuente por deslizamientos de tierra, cierre de vías de acceso y problemas a nivel de comunicaciones. De igual manera, las descargas atmosféricas y la topografía de la zona, dificultan las operaciones y tiempos de desplazamiento.

ZONA NORTE: La Zona Norte cuenta con la particularidad que las épocas de lluvia ocasionan fuertes inundaciones que dificultan el acceso y generan deterioros bastante significativos en la infraestructura.

- La Zona se destaca por su actividad lechera y minera en un alto porcentaje.

ZONA SUR:

- La actividad económica que predomina en la mayoría de los Municipios es de tipo agropecuaria.
- Con la ayuda de la Atención Integral Móvil (Vehículo especialmente equipado) se atienden los Municipios lejanos al Centro de Servicio al Cliente, entre los que se encuentran: Cabrera; Venecia; San Bernardo; Pandi; Anolaima; Cachipay; Quipile; y Apulo.
- Esta zona cuenta con acceso a las vías en buen estado, aunque en época de lluvias se incrementan las emergencias debido a deslizamientos.

4.4.4. Estructura del proceso de atención al Cliente en cada uno de los centros de servicio en los Municipios de Cundinamarca.

- Zona Norte: Compuesta por el Centro de Servicio de Ubaté, el cual cuenta con cuatro asesores integrales y el centro de servicio de Chocontá que tiene dos asesores integrales, estos dos centros están a cargo de un director de zona.

Relación de los Municipios que hacen parte de la zona Norte:

ZONA NORTE MUNICIPIOS.

SUESCA	SUTATAUSA	SUSA	UBATÉ	SESQUILE
CARMEN DE CARUPA	MUZO	VILLAPINZÓN	GUACHETÁ	COPER
SAN CAYETANO	SAN MIGUEL DE SEMA	CUCUNUBA	SIMIJACA	GUATAVITA
FUQUENE	CHOCONTÁ	LENGUAZAQUE	RAQUIRA	
CHIQUINQUIRA	TAUSA	UBALA GUATAVITA	GUASCA	

- Zona Centro: Esta zona cuenta con 3 centros de servicio, uno ubicado en Villeta el cual tiene dos asesores integrales, los centros del Municipio de La Vega y La Palma cada uno tiene dos asesores integrales; de igual manera, se cuenta con un director de zona.

Relación de los Municipios que hacen parte de la zona Centro:

ZONA CENTRO MUNICIPIOS.

ALBÁN	BELTRAN	SASAIMA	CAPARRAPÍ
CHAGUANÍ	EL PEÑON	BITUIMA	GUADUAS
GUAYABAL DE SIQUIMA	NIMAIMA	FACATATIVA	PACHO
LA VEGA	ÚTICA	NOCAIMA	QUEBRADANEGRA
PAIME	VILLETÁ	ZIPACON	SAN FRANCISCO
SAN JUAN DE RIOSECO	CENTRO YACOPI	LA PEÑA	VIANÍ
TOPAIPI	LA PALMA	SUPATÁ	
VILLA GOMEZ	PULÍ	VERGARA	

- Zona Sur: Se compone de los centros de servicio de Fusagasugá y Mesitas del Colegio, cada uno con tres asesores integrales y un director de la zona.

Relación de los Municipios que hacen parte de la zona Sur:

ZONA SUR MUNICIPIOS

AGUA DE DIOS	ANAPOIMA	ANOLAIMA	PANDI
ARBELAEZ	GRANADA	ICONONZO	EL COLEGIO
FUSAGASUGA	SILVANIA	TENA	TIBACUY
LA MESA	CABRERA	CACHIPAY	PASCA
QUIPILE	NILO	VIOTA	
SAN BERNARDO	SAN ANTONIO DEL TEQUENDAMA	APULO	
TOCAIMA	VENECIA	JERUSALEN	

4.4.5. Canales de Atención dispuestos por la Empresa para la atención de los Clientes en la zona de Cundinamarca

Los siguientes son los canales de atención con los cuales cuentan los Clientes de los Municipio de Cundinamarca para hacer sus solicitudes a la Empresa:

- A. 7 Centros de Servicio.
- B. 6 Centros Móvil de Asesoría al Cliente.
- C. Atención Integral Móvil.
- D. Fono línea.
- E. Canales Virtuales de Atención.
- F. Atención Remota a Clientes.

4.4.6. Proceso de Atención Remota

El proceso de atención al Cliente de manera remota, es una opción para los Clientes que visitan un centro de servicio que tiene alta demanda, el cual es apoyado por un asesor integral que está ubicado en otro centro de servicio con baja demanda, a través de un módulo de atención virtual dotado con las tecnologías necesarias para atender de manera eficaz los requerimientos del Cliente, ampliar las opciones de atención presencial y mejorar el tiempo de espera a nuestros Clientes.

4.6. Subsidios y Contribuciones

Los datos consolidados de subsidios y contribuciones de los años 2012 y 2013, indica que la empresa presenta un déficit aproximado por valor de \$76.789 millones, observando que el valor de los subsidios se incrementaron en un 33.93% con respecto al valor del año 2012 y las contribuciones aumentaron en menor proporción, esto es, el 31.75%.

Se observa que se otorgaron durante el 2013 mayores subsidios a los usuarios del estrato 2 y que el sector que más contribuyó son los usuarios del estrato comercial, tal como se detalla en la siguiente tabla 4.6.1., la cual fue extraída de la consulta a la base de datos del formato 20, de la Resolución Compilatoria.

Tabla 4.6. Información de Subsidios y Contribuciones Años 2012-2013

ESTRATO	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	29.949.418.485	40.110.733.558
Estrato 2	141.162.802.040	187.740.886.502
Estrato 3	36.175.674.558	49.780.751.385
Total Subsidios	207.287.895.083	277.632.371.445
Estrato 5	10.807.423.544	14.817.671.957
Estrato 6	12.257.802.821	16.533.614.651
Comercial	95.836.494.220	132.136.180.252
Industrial	33.535.921.310	37.355.909.043
Total Contribuciones	152.437.641.895	200.843.375.903

Fuente: SUI

4.8. Peticiones, Quejas y Reclamos.

A continuación se muestra la gestión de peticiones quejas y reclamos, PQR, recibidas en los centros de servicio de Bogotá y Cundinamarca, durante 2013 y lo recorrido del año 2014:

Tabla .4.8.1. Causales PQRs CODENSA.S.A. ESP 201

EMPRESA	CAUSAL	2.013	2.014	Total general
Total CODENSA		367.180	235.506	602.686
	Falla en la prestación de servicio	201.644	130.332	331.976
	Alto consumo	34.305	22.344	56.649
	Condiciones de seguridad o riesgo	25.106	26.025	51.131
	Calidad del servicio	31.792	18.956	50.748
	Otras inconformidades	32.808	12.279	45.087
	Cobro de otros cargos de la empresa	11.780	6.063	17.843
	Entrega y oportunidad de la factura	11.406	2.373	13.779
	Error de lectura	4.688	5.323	10.011
	Cobro de otros bienes o servicios en la factura	4.165	3.941	8.106
	Relacionada con cobros por promedio	3.329	2.922	6.251
	Pago sin abono a cuenta	1.308	1.323	2.631
	Normalización del servicio	1.144	782	1.926
	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	1.328	506	1.834
	Medidor o cuenta cruzada	718	415	1.133
	Cobros por servicios no prestados	575	421	996
	Estrato	243	668	911
	Tarifa cobrada	185	307	492
	Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	324	153	477
	Cobros inoportunos	69	71	140
	Cobro multiple	77	53	130
	Cambio de medidor o equipo de medida	28	100	128
	subsidios y contribuciones	39	39	78
	Inconformidad por conexión	36	35	71
	Tasas e impuestos	31	25	56
	Dirección incorrecta	17	23	40
	Solidaridad	11	16	27
	Suspension por mutuo acuerdo	20	6	26
	Terminacion de contrato	4	2	6
CODENSA	Aforo		3	3

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	36%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	17	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	43	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	66	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,94	No Cumple

La empresa se encuentra por debajo de 2 referentes establecidos para el mercado según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012; dentro de estos indicadores el que se encuentra más crítico es el de razón

corriente, este indicador presenta un riesgo importante al considerarse que la empresa no cuenta con los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

No obstante la empresa comenta:

“A diciembre de 2013 la razón corriente fue de 0.94 presentando un aumento de 0.10 veces con respecto al año anterior. Esto se debe al aumento del activo corriente en 14.75% asociado al aumento del efectivo y otros activos y al aumento del pasivo corriente en 3,18%, principalmente por aumento de las cuentas por pagar. Vale anotar que en términos generales el indicador se mantiene en este rango dado que los períodos de pago a proveedores son mayores a los períodos de cobro a los deudores como se observa en los indicadores de rotación tanto de Cuentas por Cobrar como de Cuentas por Pagar, por otro lado debido a la política que tiene la compañía de pagar los dividendos decretados en dos períodos fiscales, queda una suma por este concepto que de no ser así permitiría que el indicador estuviera por encima de 1 (1,07 veces), además en Diciembre se produce un flujo mayor de cuentas por pagar debido al cierre anual, lo que hace que las cuentas por pagar se incrementen.”

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa tiene un portafolio de usuarios relevante, el cual está compuesto de Usuario Regulados, Usuarios No Regulados y Ventas de energía en bloque.

La estrategia adoptada por la empresa en su portafolio de compra y venta de energía se vio afectada con la terminación de sus contratos de suministro lo que provocó una alta exposición a la bolsa que trajo costos más altos que los esperados.

La empresa ha informado a sus usuarios del riesgo en el que están con base en la información financiera anteriormente mencionada.

La situación de los usuarios regulados se presume no es riesgosa en caso que la cesión de estos usuarios a Vatia SA ESP se concluya de la manera esperada.

La situación de los usuarios no regulados es crítica ya que si no se efectúa el procedimiento de cambio de usuario establecido en la regulación, estos serán atendidos por el Operador de Red del mercado incumbente a precios de usuario regulado. En este orden de ideas, la tarifa de los usuarios no regulados pueden pasar de \$170 Kw./h en promedio a \$400 Kw./h, costos que pueden afectar la estabilidad financiera de los usuarios y afectar la industria colombiana.

Con base en la anterior conclusión, se recomienda estudiar estrategias para la protección de los usuarios no regulados ante los riesgos tomados por las comercializadoras.

Los compromisos de ventas de energía en bloque pueden ocasionar un riesgo sistémico en la prestación del servicio de CODENSA S.A. ESP, Enertolima y Electricaribe por lo que se recomienda verificar que porcentaje del total de compras de energía representan las compras a Enermont.

Además de la gestión del portafolio energético de la empresa y con base en la Resolución CREG 134 de 2013 de 2013 que modificó la Resolución CREG 154 de 2013 que dictan las normas de Capacidad de Respaldo de Operaciones en el Mercado (CROM), ENERMONT SAS ESP estaba impedida para registrar contratos en el futuro dado su bajo patrimonio transaccional lo que en el mediano plazo hubiera causado su salida del mercado.

Con base en la conclusión anterior, se recomienda verificar las empresas que están en riesgo de salir del mercado por el cálculo del CROM para verificar el riesgo de la demanda no regulada.

Las fluctuaciones del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU, siguen el comportamiento del comportamiento del componente de distribución de la ADD Oriente, esto acorde con los valores calculados del Dtun, por el Liquidador y Administrador de Cuentas LAC.

La empresa durante el año 2013, presentó un cubrimiento en la compra de energía cercano en contratos del 91.2%, esto es una exposición en bolsa cercana al 8,8%.

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.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2013 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, para el año 2013, el déficit alcanzó los \$76.789 millones.

Con respecto a la viabilidad Financiera La Firma Auditora de gestión de resultados Ernst & Young en su informe anual expresa:

“El análisis de los supuestos macroeconómicos y del negocio, los resultados de los estados financieros proyectados y la evolución de los indicadores financieros para el periodo de proyección 2014-2018, no hemos evidenciado situaciones o riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la compañía, siempre que se puedan llevar a cabo las estrategias consideradas por la compañía en las proyecciones financieras proyectadas y que no existan cambios en los indicadores de la economía”

En la parte técnica se recomienda que se efectúe un seguimiento a las acciones programadas por la empresa y su impacto sobre la mejora en la calidad de la potencia suministrada en la zona.

Relacionado con inversiones y actividades de mantenimiento, se recibió la información correspondiente al año 2013 y la programación para el año 2014. Para el desarrollo de tales actividades la empresa actualmente cuenta contratos de terceros que se muestran en anexos.

De acuerdo con análisis a la información reportada en el SUI, en relación con la calidad media del servicio prestado se observa que la empresa no ha presentado irregularidad en la continuidad del servicio, según lo establece la resolución CREG 097 de 2008.

Se recomienda hacer las adecuaciones y mantenimientos a las subestaciones nombradas en los hallazgos de las visitas.