

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN CODENSA S.A. ESP



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2013**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN CODENSA S.A. ESP

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: DELOITTE & TOUCHE LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. Composición Accionaria

Tabla 1.1 Composición Accionaria

Accionista	Tipo de acción	Porcentaje de participación
Empresa de Energía de Bogotá	Preferencial	15,15%
Empresa de Energía de Bogotá	Ordinaria	36,36%
Cono Sur Participaciones S.L.		26,66%
Energis S.A.		12,47%
Chilectra S.A.		9,35%
Otros		0,01%

Fuente: SUI

De acuerdo a la nota 27, del reporte de notas a los estados financieros, la sociedad española Cono Sur Participaciones S.L., la cual es controlada por el Grupo Endesa que a su vez es controlado por el Grupo Enel, el 28 de Diciembre de 2012 adquirió el 100% de las acciones ordinarias de las cuales era titular la sociedad española Endesa Latinoamérica S.A., la cual también el controlada por el mismo Grupo. En vista de lo anterior el 5 de febrero de 2013 Cono Sur Participaciones S.L., se registró ante DECEVAL S.A., en calidad de accionista de Codensa S.A. E.S.P. como titular del 26,7% de las acciones en circulación la Empresa

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$5.354.308.611.727	\$5.212.043.815.368	2,73%
Activo Corriente	\$906.240.851.354	\$854.551.703.872	6,05%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.368.442.416.746	\$3.377.961.850.858	-0,28%
Inversiones	\$300.892.158.266	\$306.137.311.717	-1,71%
Pasivo	\$2.233.194.423.903	\$2.575.929.717.288	-13,31%
Pasivo Corriente	\$1.066.343.528.088	\$1.138.786.643.717	-6,36%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	#DIV/0!
Patrimonio	\$3.121.114.187.824	\$2.636.114.098.080	18,40%
Capital Suscrito y Pagado	\$13.209.327.400	\$13.209.327.400	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los activos de la Empresa ascienden a \$ 5.354.308 millones, presentando un incremento de \$142.265 millones con respecto al año anterior, variación producida por el aumento de otros activos, cuenta que se ubica en \$920.364 millones, la cual presentó un incremento de \$101.442 millones, como consecuencia

del aumento en las valorizaciones, las cuales pasaron de \$630.162 a \$738.508 millones.

En la cuenta de efectivo se evidencia un incremento del 33,49%, ubicándose en \$288.076 millones, esta variación corresponde en su mayoría a las cuentas en bancos y corporaciones que presentaron una variación de \$97.405 millones de pesos, de los cuales \$76.185 millones pertenecen a variación en cuenta corriente y \$21.220 millones en cuenta de ahorro.

Por otra parte la cuenta de deudores descendió a \$363.512 millones, al presentar una disminución de 9,27% con respecto a 2011, esto como consecuencia de la reducción de los deudores del servicio de energía, rubro que paso de \$323.339 a \$297.485 millones; Al igual que la variación en 97,47% de los anticipos entregados, en los cuales se evidencia una disminución de \$17.791 millones por concepto de anticipos para la adquisición de bienes y servicios.

El 62,91% del total de los activos de la empresa están concentrados en la cuenta de propiedad planta y equipo, que para el año 2012 es de \$3.368.442 millones, esta presentó un descenso de \$9.519 millones con respecto al año anterior; variación provocada por la depreciación acumulada que asciende a \$3.436.306 millones de pesos aumentando \$223.190 millones con respecto al año anterior. Disminución que se presenta a pesar del aumento en redes líneas y cables por \$151.193 millones, de los cuales \$96.928 millones corresponden a líneas y cables de transmisión y \$54.266 a redes de distribución; al igual que el incremento de las construcciones en curso por \$25.227 millones que ascienden a \$71.794 millones.

Las inversiones presentaron una disminución de \$5.245 millones con respecto a 2011, las cuales pasaron de \$306.137 a \$300.892 millones, esto debido principalmente a la reducción de \$5.159 millones en inversiones de administración de liquidez en renta fija, de los cuales \$2.902 millones corresponden a variación en certificados de depósito a término y \$2.258 millones a otras inversiones en renta fija.

El Activo Corriente corresponde al 16,93% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 6,05%, pasando de \$854.552 millones en 2011 a \$906.241 millones en 2012; compuesto principalmente por efectivo de \$388.076 millones de pesos, seguido por deudores en \$320.310 millones, de los cuales \$291.995 pertenecen al servicio de energía.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron un 13,31%, descendiendo a \$2.233.194 millones, variación producida principalmente por la reducción de \$337.189 millones en las cuentas por pagar, que para 2012 eran de \$692.629; como consecuencia de la disminución de acreedores por \$222.552 millones, de los cuales \$209.884 millones pertenecen a dividendos y participaciones. Al igual que la reducción en otras cuentas por pagar a vinculados económicos por \$67.911 millones de pesos.

Las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios disminuyeron \$15.808 millones de pesos con respecto a 2011, ubicándose en \$376.074 millones de pesos.

La empresa no tiene obligaciones financieras en ninguno de los años de análisis.

El pasivo corriente corresponde al 47,75% del total de pasivos, el cual asciende a \$1.066.344 millones de pesos en 2012, presentando una disminución de 6,36% con respecto a 2011, en el pasivo corriente se destacan las cuentas por pagar por

\$597.888 millones, otros bonos y títulos emitidos por \$246.275 y pasivos estimados y provisiones por \$167.726 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 18,40%, con respecto a 2011, ascendiendo a \$3.121.114 millones en 2012, soportado en el aumento de la cuenta de excedentes financieros distribuidos en exceso sobre utilidades, que presentaba un saldo negativo de \$323.318 millones en 2011 y para 2012 es de \$0, al igual que la cuenta de valorización, la cual aumento \$108.354 millones de pesos con respecto a 2011 ubicándose en 738.516 millones.

En cuanto a la estructura de capital de la empresa, el 58,29% de los fondos de la empresa son propios y el 41,71% restantes son aportados por acreedores.

2.2. I Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$ 3.141.800.722.671	\$ 2.986.152.683.677	5,21%
COSTOS OPERACIONALES	\$ 2.236.531.414.431	\$ 2.187.476.525.832	2,24%
GASTOS OPERACIONALES	\$ 332.420.147.528	\$ 308.471.862.492	7,76%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$ 572.849.160.712	\$ 490.204.295.353	16,86%
OTROS INGRESOS	\$ 51.186.616.521	\$ 64.505.774.399	-20,65%
OTROS GASTOS	\$ 113.042.959.061	\$ 97.046.096.368	16,48%
GASTO DE INTERESES	\$ 81.422.258.935	\$ 85.714.987.367	-5,01%
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	\$ 510.992.818.172	\$ 457.663.973.384	11,65%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$3.141.801 millones, presentando un incremento del 5,21% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta del servicios, las cuales fueron de \$155.648 millones, en cuanto al servicio de energía, las ventas aumentaron \$143.932 millones de pesos con respecto al año anterior, de los cuales \$125.101 millones corresponden a comercialización y \$18.831 millones a distribución.

Los Costos Operacionales representan el 71,19% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 2,24% con respecto al año anterior, pasando de \$2.236.531 a \$2.187477 millones, debido principalmente al incremento en \$64.443 millones en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, a pesar de la disminución de \$15.659 millones por compras de energía en bolsa y/o a corto plazo.

Los gastos operacionales aumentaron 7,67%, pasando de \$308.472 a \$332.420 millones, de los cuales \$70.743 millones corresponden a gastos de administración y \$261.677 millones a Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con un incremento del 8,74% y 7,50% respectivamente.

Los gastos de administración aumentaron \$5.688 millones de pesos, esto debido al incremento en sueldos y salarios por \$3.128 millones de pesos y el aumento de gastos generales por \$3.108 millones de pesos los cuales incluyen registros por conceptos de

mantenimiento, publicidad, materiales y suministros, seguros generales y otros gastos generales.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumento \$18.260 millones, ascendiendo a \$261.677 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales en impuesto de renta y complementarios aumentó \$22.411 millones de pesos. La depreciación de propiedad planta y equipo fue de \$1.108 millones en 2012, esta no presentó una variación significativa con respecto a 2011 puesto que fue de solo de \$34 millones.

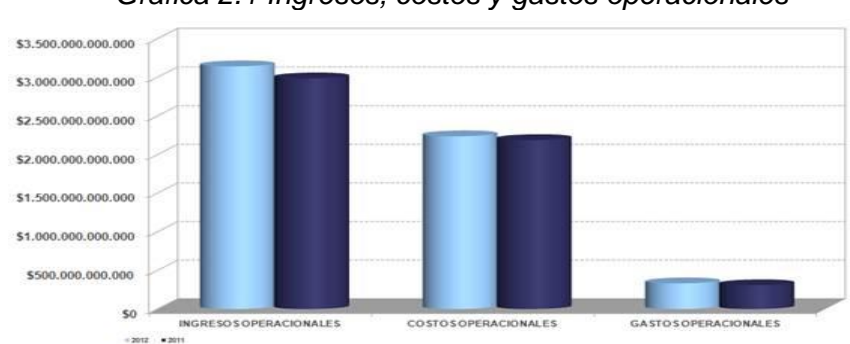
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$572.849 millones de pesos presentando un incremento de 16,86% con respecto a 2011, debido al aumento de los ingresos operacionales en \$155.648 millones de pesos.

Los Ingresos No Operacionales fueron de \$51.186 millones, presentando una disminución del 20,65%, debido a la reducción en ingresos extraordinarios de \$24,369 millones; los cuales incluyen recuperaciones por conceptos de ajuste por depuración de la cuenta facturas pendientes por recibir, provisión de cartera energía, provisión de litigios y contingencias, provisión incremento salarial, recuperación Codensa Hogar. Cuenta a pesar que los ingresos financieros aumentaron \$11.101 millones, de los cuales \$8.926 millones de pesos corresponden a la variación de intereses sobre depósitos y \$1.157 a recargo por mora.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$113.043 millones, los cuales aumentaron 16,48% con respecto al año anterior, debido al incremento en gastos extraordinarios por \$17.476 millones. Por otra parte el gasto de intereses disminuyo \$4.293 millones de pesos con respecto a 2011, pasando de \$85.715 a \$81.422 a millones.

La utilidad neta fue de \$510.993 millones, la cual presentó un incremento de 11,65% con respecto a 2011, a pesar de la reducción de los ingresos no operacionales y del aumento de los gastos no operacionales, con respecto al año anterior.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3. Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 0,85 veces, indicador que presenta un incremento de 0,10 veces con respecto anterior, aunque este presenta una variación positiva, indica que la empresa no cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, la empresa cubriría tan solo una parte

de estas, pues los pasivos corrientes de \$1.066.344 millones superan los activos corrientes los cuales fueron de \$906.241 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 6 días pasando de 47 días en 2011 a 41 días en 2012, lo que implica una mejora en la gestión de cobro de cartera por parte de la empresa, ya que la cuenta de deudores por el concepto de prestación de servicio de energía se redujo \$3.257 millones de pesos, con respecto al año anterior

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,85	0,75
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	40,9	46,5
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	61,4	65,7
Activo Corriente Sobre Activo Total	16,93%	16,40%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	41,7%	49,4%
Patrimonio Sobre Activo	58,3%	50,6%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	47,7%	44,2%
Cobertura de Intereses – Veces	13,8	11,8
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	1.127.732.644.796	1.013.843.175.168
Margen Operacional	35,9%	34,0%
Rentabilidad de Activos	21,1%	19,5%
Rentabilidad de Patrimonio	40,5%	43,8%

Fuente: SUI

La empresa tarda 61,4 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 4 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 66 días, como resultado de la disminución en las cuentas por pagar con respecto a 2011.

El activo corriente corresponde al 16,93% del total de activos de la compañía, porcentaje que presenta un aumento de 0,53% con respecto al 2011, el cual fue de 16,40%, lo que implica que la mayor parte de los activos de la empresa están concentrados en activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 41,7%, en el cual se evidencia una reducción de 7,7% con respecto al año anterior que se ubicaba en 49,4%, debido a la disminución en las cuentas por pagar en \$337.189 millones, pues la empresa no presenta obligaciones financieras. La empresa se financia por medio de bonos; se evidencia un buen nivel de pago de intereses, al presentar una cobertura de 13 veces.

El 58,3% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011 año en el cual el patrimonio de

la empresa representaba el 50,6% de los activos, esto debido a la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

El pasivo corriente representa el 47,7% del total de los pasivos, presentando un incremento de 3,5% con respecto al 2011, año en el cual este representaba el 44,2% del total de los pasivos, lo que indica que la mayor parte de los pasivos está concentrado en el largo plazo.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$113.889 millones de pesos con respecto al año anterior, pasando de \$1.013.843 a \$1.127.733 millones de pesos en el 2012.

El margen operacional en 2012 fue de 35,9%, presentando un incremento de 1,94% con respecto al año 2011, debido al aumento del EBITDA y de los ingresos operacionales los cuales presentaron una variación de \$155.648 millones con respecto al año anterior.

La rentabilidad de los activos aumento 1,61% con respecto al año anterior ubicándose en 21,1%, por otra parte la rentabilidad del patrimonio presento una disminución de 3,25% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 40,5% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Descripción de la infraestructura

El Operador de Red Codensa S.A. ESP administra y opera el Sistema de Distribución Local –SDL y parte del Sistema de Transmisión Regional STR- que abastece la demanda de Bogotá D.C. y parte del departamento de Cundinamarca. En el siguiente gráfico se presenta el diagrama unifilar administrado por el OR:

Tal como se puede evidenciar en el gráfico anterior, el STR administrado por Codensa S.A. ESP cuenta con un total de 68 subestaciones de conexión a nivel de 115 kV de las cuales 8 tienen conexión directa con el STN, compartiendo frontera comercial con los transmisores ISA en las subestaciones Guavio, Torca y Bacatá y con EEB en las subestaciones Circo, Tunal, Noroeste, Balsillas y La Guaca. De igual forma, el SDL cuenta con nueve subestaciones a nivel de tensión de 57,5 kV en el área Bogotá.

Inversiones

Dentro del informe presentado por el AEGR en el análisis y evaluación de puntos específicos, se presenta la descripción de los proyectos más relevantes adelantados por la empresa Codensa S.A. ESP y los cuales tienen impacto directo sobre la garantía de abastecimiento energético en el centro del país.

Aprobación del Proyecto Subestación Ubaté

El 13 de diciembre de 2012, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) notificó a Codensa S.A. ESP la aprobación del proyecto de compensación Ubaté por un importe de \$4.184 millones, que se desarrollará en 2013.

de 2010, la CREG expidió la resolución CREG 119 de 2010, mediante la cual aprobó los Índices de Referencia Agrupados de la Discontinuidad –IRAD base sobre la cual se evalúa trimestralmente el desempeño del Operador de Red Codensa S.A. ESP y se aplican los incentivos y compensaciones que correspondan.

- Índice de Referencia Agrupado De La Discontinuidad -IRAD

El artículo 1 de la resolución CREG 119 de 2010, establece los índices de referencia agrupados de la discontinuidad IRAD para el SDL operado por la empresa Codensa S.A. ESP, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1. IRAD OR Codensa.

TRIMESTRE	IRAD NT 1	IRAD NT 2 Y 3
1	0,00280960	0,00173950
2	0,00342320	0,00175090
3	0,00294980	0,00186500
4	0,00342580	0,00178340

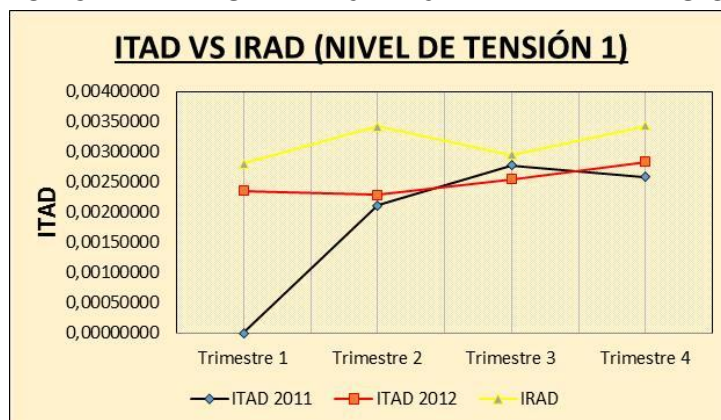
Fuente: CREG

- **Índice Trimestral Agrupado De La Discontinuidad -ITAD**

Durante el año 2012, en el nivel de tensión 1, los resultados del ITAD para los trimestres 1, 2 y 4 se ubicaron por debajo de los referentes. En relación con los niveles de tensión 2 y 3, el ITAD se ubicó por debajo de los índices establecidos por el regulador en los cuatro trimestres del periodo objeto de análisis.

En las siguientes gráficas se relaciona la evolución del ITAD vs el IRAD en el año 2012, comparado con los índices calculados por la empresa para los mismos periodos del año 2011.

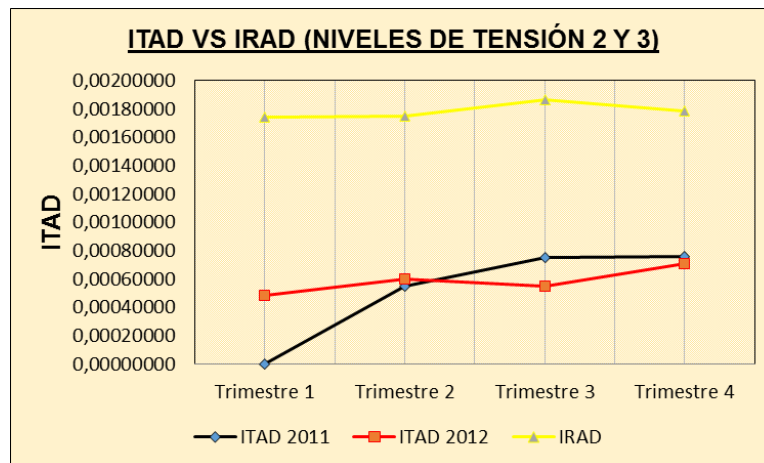
GRÁFICA 3.2. ITAD VS IRAD 2011-2012 NIVEL DE TENSIÓN 1.



ITAD VS IRAD (NIVEL DE TENSIÓN I)				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
ITAD 2011	0,00000000	0,00211007	0,00277991	0,00258371
ITAD 2012	0,00234918	0,00228999	0,00254494	0,00282980
IRAD	0,00280960	0,00342320	0,00294980	0,00342580

Fuente: SUI

GRÁFICA 3.1. ITAD VS IRAD 2011-2012 NIVEL DE TENSIÓN 2 Y 3



ITAD VS IRAD (NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3)				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
ITAD 2011	0,00000000	0,00054820	0,00074866	0,00076076
ITAD 2012	0,00048255	0,00059873	0,00055194	0,00071065
IRAD	0,00173950	0,00175090	0,00186500	0,00178340

Fuente: SUI

Según informa el AEGR en el informe de Análisis y Evaluación de Puntos Específicos, los indicadores de calidad ITAD han permanecido por debajo de los límites establecidos por el regulador, gracias a la ejecución oportuna de los proyectos de inversión en el SDL y de los planes de mantenimiento y optimización de redes. De igual forma, se resalta que Codensa S.A. ESP realiza seguimiento semanal a los eventos e incidencias que ocurren dentro de su área de influencia y ejerce una supervisión especial a las zonas donde se presentan deficiencias en la prestación del servicio.

- Incentivos y Compensaciones

La diferencia entre el IRAD y el ITAD corresponde a las variaciones en el nivel de calidad dado a los usuarios respecto del nivel alcanzado por la empresa; dicha variación da lugar a modificar el cargo de Distribución que aplica el prestador dentro del cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio –Cu y en consecuencia, se afectan los ingresos de la empresa.

Un ITAD mayor al IRAD representa una mayor discontinuidad del servicio y por lo tanto, una menor calidad del mismo, lo que resulta en una disminución del ingreso; por el contrario, un ITAD menor al IRAD representa una menor discontinuidad y por lo tanto, una mejora en la calidad del servicio que resulta en un aumento del ingreso para el Operador de Red.

Durante el año 2012, Codensa S.A. ESP obtuvo incentivos por valor de COP \$7.719 millones y generó compensaciones a sus usuarios por un valor de COP \$4.331 millones. Lo que se traduce en una ganancia para el prestador de \$3.388 motivado por la calidad en la prestación del servicio técnico prestado.

Calidad de la potencia

Durante las visitas realizadas por el personal de la SSPD a las subestaciones propiedad de la empresa Codensa S.A. ESP realizadas durante el año 2013, se verificó la existencia de los medidores de calidad de la potencia en las subestaciones Torca y Bacatá, de conformidad con lo establecido en las resoluciones 024 de 2005 y 016 de 2007

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Cantidad de suscriptores

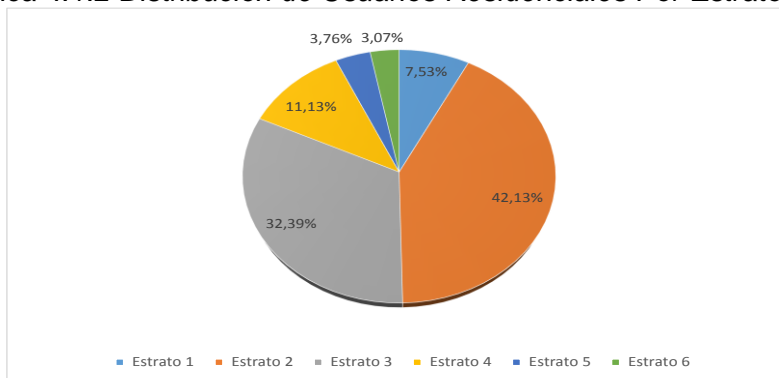
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	2.247.024	100,00%
Total No Residencial	0	0,00%
Total Suscriptores	2.247.024	100,00%

Fuente: SUI

Se observa que el número de suscriptores residenciales de la empresa en el año 2012 es de 2.247.024.

Gráfica 4.1.2 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

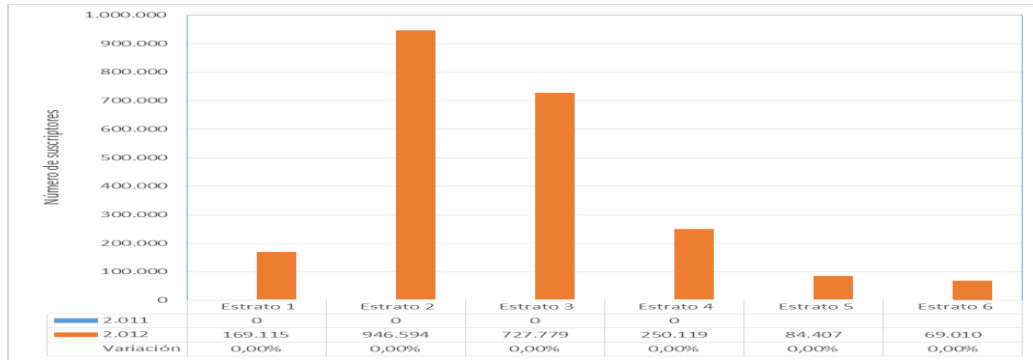
Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	169.115	7,53%
Estrato 2	946.594	42,13%
Estrato 3	727.779	32,39%
Estrato 4	250.119	11,13%
Estrato 5	84.407	3,76%
Estrato 6	69.010	3,07%

Fuente: SUI

En las Gráfica 4.1.1 y la Tabla 4.1.2, puede verse que los usuarios residenciales de los estratos 2 y 3 representan el 74.5% del total, mientras que en los estratos 5 y 6 sumados, el porcentaje de usuarios es el 6.8%.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 – 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.2 se observa que no existe información para el año 2011, debido a no reporte al SUI por parte de la empresa.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOYACA	Total Residencial	3.048	0,14%
	Total No Residencial		
CUNDINAMARCA	Total Residencial	453.637	20,19%
	Total No Residencial		
D.C.	Total Residencial	1.789.852	79,65%
	Total No Residencial		
TOLIMA	Total Residencial	487	0,02%
	Total No Residencial		
Total Total Residencial		2.247.024	100,00%
Total Total No Residencial			

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 puede notarse que el 79.6% de los usuarios está ubicado en el Distrito Capital, mientras que el 20.2% pertenece al departamento de Cundinamarca.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	169.115	6,18%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	946.594	21,92%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	727.779	30,64%
Total Suma - Estrato 4	746.906	250.119	33,49%
Total Suma - Estrato 5	290.667	84.407	29,04%
Total Suma - Estrato 6	181.398	69.010	38,04%
Total Suma - Industrial	46.971	0	0,00%
Total Suma - Comercial	627.674	0	0,00%
Total Suma - Oficial	53.919	0	0,00%
Total Suma - Otros	39.970	0	0,00%

Fuente: SUI

Observando la Tabla 4.1.5, en los estratos 3 al 6 el porcentaje de usuarios de la empresa varía entre el 29.0% y el 38.0% del total de Colombia, en el estrato 2 es el 21.9% del total, y en el estrato 1 los usuarios solamente representan el 6.2% del total nacional.

4.2. Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	Kw H
Total Residencial	3.669.771.972
Total No Residencial	0
Total Suscriptores	0

Fuente: SUI

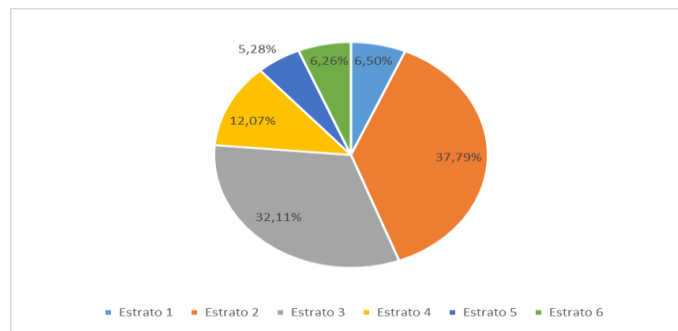
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía en el año 2012 es de 3.669.771.972 Kwh, el cual corresponde todo al sector residencial.

Tabla 7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	238.403.985	6,50%
Estrato 2	1.386.640.773	37,79%
Estrato 3	1.178.392.960	32,11%
Estrato 4	442.799.078	12,07%
Estrato 5	193.857.531	5,28%
Estrato 6	229.677.645	6,26%

Fuente: SUI

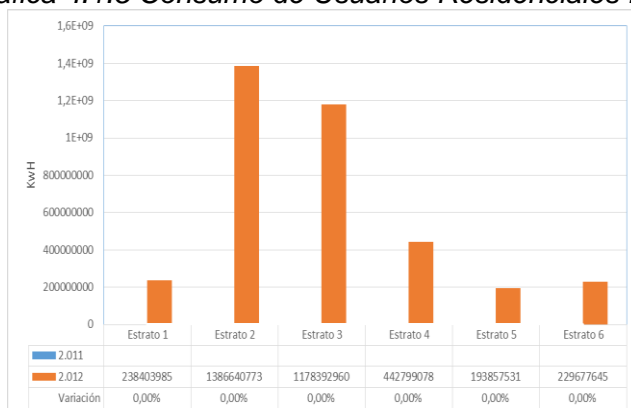
Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 y la Tabla 4.1.7, puede verse que el consumo de los usuarios residenciales de los estratos 2 y 3 representa el 70% del total, mientras que en los estratos 5 y 6 sumados el porcentaje de consumo es el 11.5%.

Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H
Industrial	0
Comercial	0
Oficial	0
Otros	0

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 se observa que no hay consumo de energía, debido a que la empresa Codensa no cuenta con usuarios industriales, comerciales, oficiales y otros. Todos los usuarios son residenciales.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOYACA	Total Residencial	1.631.106	0,04%
	Total No Residencial		
CUNDINAMARCA	Total Residencial	570.163.690	15,54%
	Total No Residencial		
D.C.	Total Residencial	3.097.834.983	84,41%
	Total No Residencial		
TOLIMA	Total Residencial	142.193	0,00%
	Total No Residencial		
Total	Total Residencial	3.669.771.972	100,00%
Total	Total No Residencial		

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 puede notarse que el 84.4% del consumo de energía corresponde a usuarios del Distrito Capital, mientras que el 15.5% es consumo de usuarios del departamento de Cundinamarca.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	238.403.985	5,41%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	1.386.640.773	22,70%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	1.178.392.960	29,73%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	442.799.078	30,46%
Total - Estrato 5	710.278.398	193.857.531	27,29%
Total - Estrato 6	680.918.417	229.677.645	33,73%
Total - Industrial	10.065.526.292	0	0,00%
Total - Comercial	7.060.243.373	0	0,00%
Total - Oficial		0	
Total - Otros	1.984.751.818	0	0,00%

Fuente: SUI

Observando la Tabla 4.1.10, en los estratos 3 al 6 el porcentaje de consumo de los usuarios de la empresa varía entre el 27.3% y el 33.7% del total de Colombia, en el estrato 2 es el 22.7% del total, y en el estrato 1 el consumo solamente representa el 5.4% del total nacional.

4.2. Análisis tarifario

Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se estableció la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 señala que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable $IPR_{n,m,j}$ corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable $PR_{n,j}$, calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables $P_{j,n}$ aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto a las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como a las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones remplazaran los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ corresponderá a 12,75%, una vez aprobado el índice $P_{j,1}$ el factor $IPR_{1,m,j}$ se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor IPR_{STNm-1} corresponde al calculado con base en lo establecido en la resolución CREG 039 de 1999.

Por medio de la Resolución CREG 060 del 25 de junio de 2012, se aprobó el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 para Codensa S.A. E.S.P., información que modificó la Resolución CREG 100 de 2009, de acuerdo con lo dispuesto el valor de este índice es de 9.61% desde la aprobación de esta Resolución y hasta el 31 de diciembre de 2013.

Además, la Resolución 128 del 9 de noviembre de 2012, la cual se encuentre en consulta, se ordenó hacer público un proyecto resolución de carácter general, donde se aprueba el índice $P_{mrefj,1}$ y el valor de pérdidas no técnicas de referencia P_{ntf1} , valores que se encuentran entre el 10.41% y 3.13% respectivamente. .

Componente de Transmisión

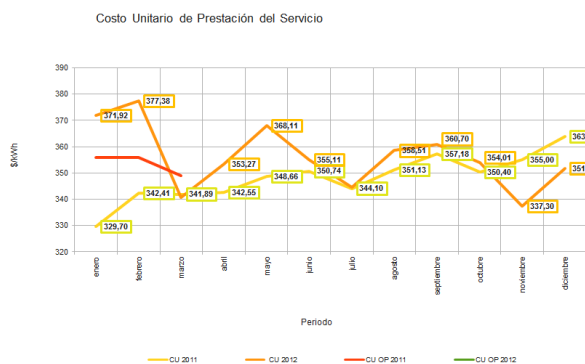
Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en la página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

*"(...) **Artículo 28. Publicación de cargos estimados.** A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...)"*

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m, en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

4.2.1. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

Gráfico 4.2.1. Comparativo CU 2011 – 2012.

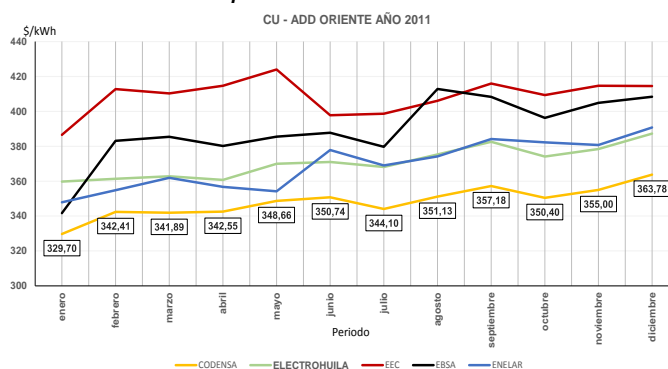


Fuente: Información Publicada por la ESP

Con base en lo observado en el gráfico 4.2.1., el costo unitario de prestación del servicio aplicado por CODENSA S.A. E.S.P. para el año 2012, presenta oscilaciones propias de la aplicación de la metodología de áreas de distribución, con una media de 356,1 \$/kWh.

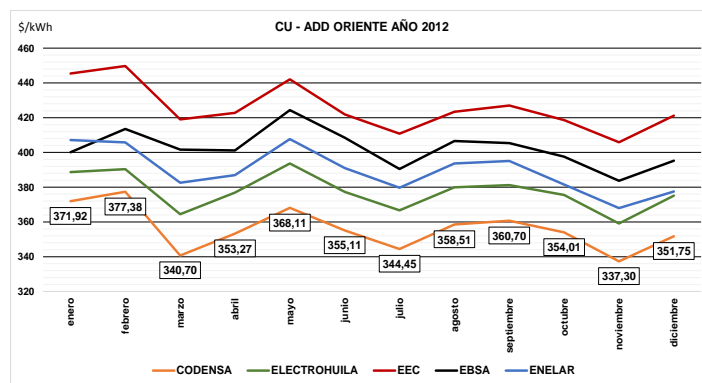
En las gráficas 4.2.2. y 4.2.3., se observa el CU, de las empresas que conforman el ADD Oriente de los años 2011 y 2012.

Gráfica 4.2.2: Comparativo CU ADD Oriente Años 2011



Fuente: Información Publicada por las ESP de ADD Oriente Año 2011

Gráfica 4.2.2: Comparativo CU ADD Oriente Años 2012



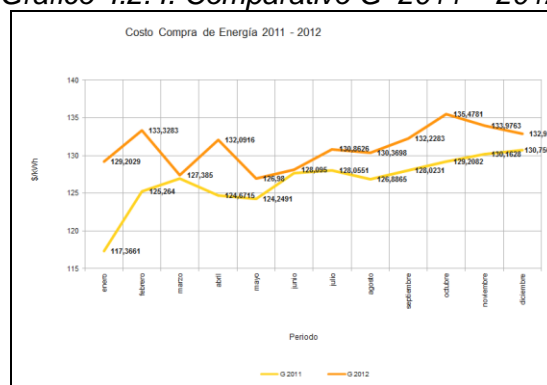
Fuente: Información Publicada por las ESP de ADD Oriente año 2012

De la gráfica anterior, se infiere un comportamiento similar, siendo Codensa quien presenta el CU más bajo entre las empresas que conforman el ADD Oriente.

Compra de Energía G:

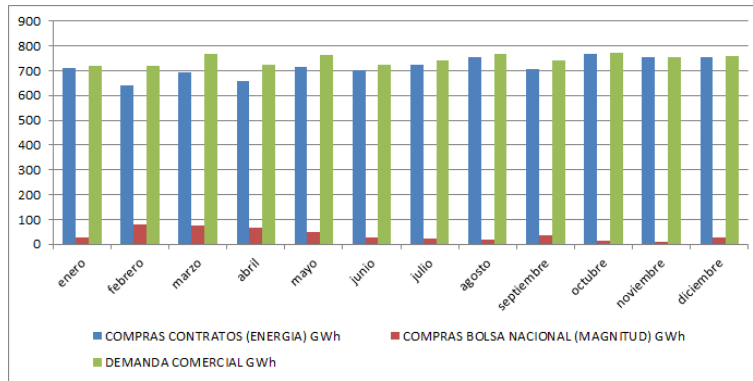
A diferencia del comportamiento oscilatorio del CU, durante 2012, la componente de compra de energía se presenta estable tal como se muestra en la Gráfica 4.2.4, debido principalmente a que tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones importantes en este período, donde adicionalmente, como se observa en la gráfica 4.2.5., la empresa cubre aproximadamente el 95.7 % de su demanda mediante contratos, lo que se traduce en un riesgo menor y mayor estabilidad en esta componente. Lo anterior significa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en contratos como en bolsa.

Gráfico 4.2.4. Comparativo G 2011 – 2012.



Fuente: Información Publicada por la ESP

Gráfico 4.2.5 Comparativo Compras en Contrato Bolsa y Demanda Comercial Regulada Años 2011 – 2012.



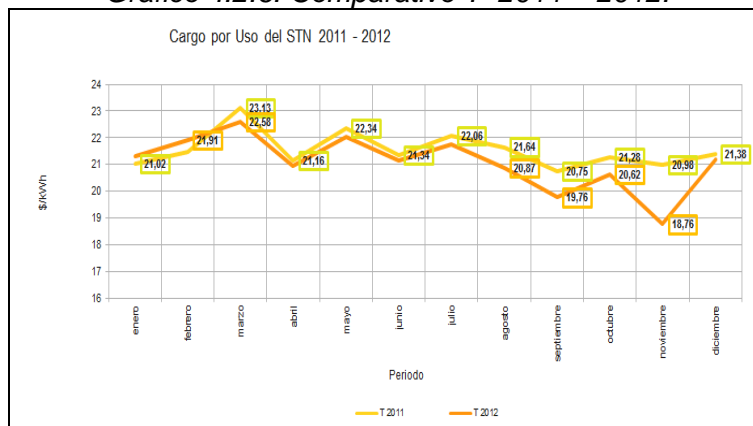
Fuente: Información Publicada por XM - Neón

Componente de Transmisión T:

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

La Gráfica 4.2.6, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.2.6. Comparativo T 2011 – 2012.



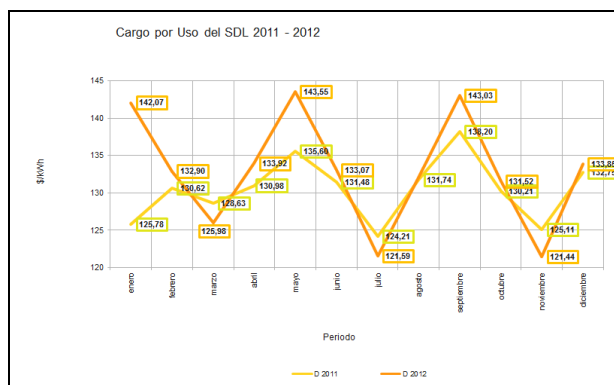
Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Componente de Distribución D:

CODENSA S.A. E.S.P. se encuentra integrado dentro del área de distribución Oriente desde el año 2009, en compañía de las empresas: Energía de Cundinamarca EEC S.A. E.S.P., Energía de Boyacá EBSA S.A. E.S.P., Electrohuila S.A. E.S.P. y Arauca Enelar S.A. E.S.P.

Como se ha mencionado los picos, de aproximadamente 20 \$/kWh, que presenta el cargo por uso del SDL, tiene una alta incidencia en el costo unitario final, dado a que la componente de distribución, en el mercado Bogotá, representa 38 % del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del cargo único del área, tal como se presenta en la gráfica 4.2.7.

Gráfico 4.2.7. Comparativo D 2011 – 2012.



Fuente: Información Publicada por XM para el ADD Oriente

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a CODENSA S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:

"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

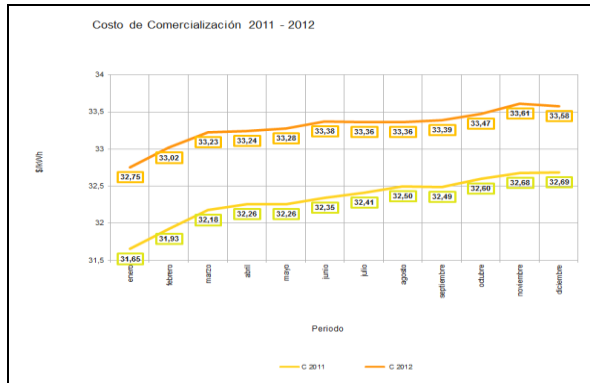
La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." (subrayado fuera de texto)

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

La Comisión expidió la Resolución CREG 081 de 2012, mediante las cuales aprobaron la solicitud de Codensa S.A. E.S.P, en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4 por la entrada en operación de activos en las subestaciones La Guaca, Noroeste, Calle Primera y Carrera Quinta.

Componente de Comercialización C:

Gráfico 4.2.8. Comparativo C 2011 – 2012.



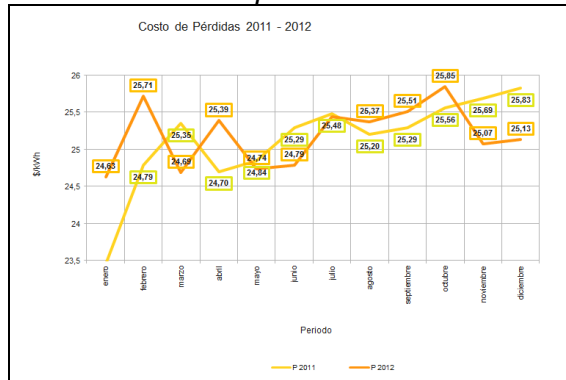
Fuente: Información de la ESP – Publicada por la empresa

La componente de comercialización, en comparación con 2011, presentó un comportamiento similar, donde se muestra estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC.

Componente de Pérdidas Pr:

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, cierta medida se compensaron, dando como resultado una variación promedio 0,33 \$/kWh y por ende, una componente de pérdidas relativamente estable durante el año 2012, tal como se observa en la gráfica 4.2.9.

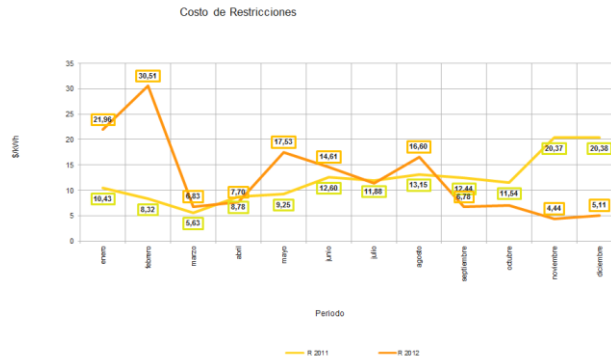
Gráfico 4.2.9. Comparativo Pr 2011 – 2012.



Componente de Restricciones

Como se observa del Gráfico 4.2.10 y de acuerdo con los costos de generación durante los meses de enero, febrero y mayo de 2012, se presentó indisponibilidad de los activos de transmisión, valores comparables a las restricciones presentadas en los meses de noviembre y diciembre de 2011 para el prestador.

Gráfico 4.2.10. Comparativo R 2011 – 2012.



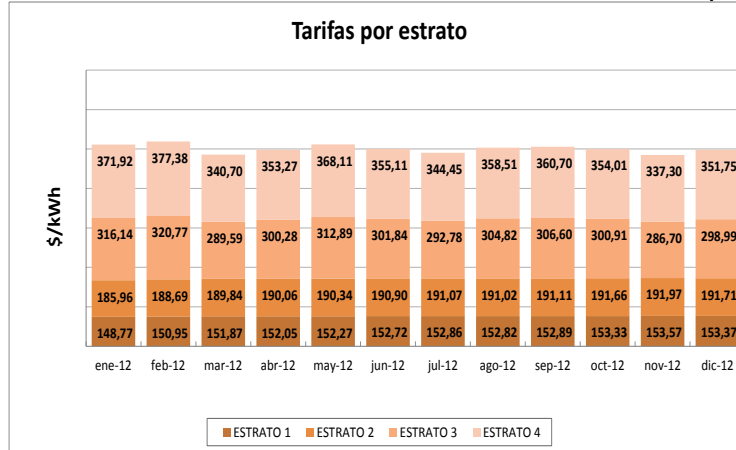
4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, 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.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.11., se observa la tarifa aplicada por Codensa a cada estrato durante el año 2012; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 las cuales se refleja en el límite inferior. Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 371,92 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 148,77 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.11. Tarifas Codensa Año 2012, mes a mes, por estrato



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 fue una disminución del 5,4% en la tarifa, que para enero fue de 430,53 \$/kWh y para diciembre de 375,18 \$/kWh.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Oriente.

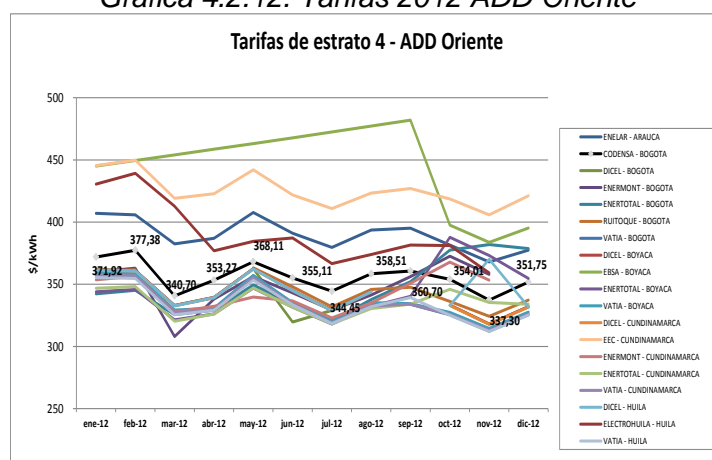
Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales

se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Unico por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución - D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Oriente e incluido los comercializadores que hacen presencia en el mercado de Bogotá, tal como se registran en la Grafica 4.2.12.

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 ADD Oriente



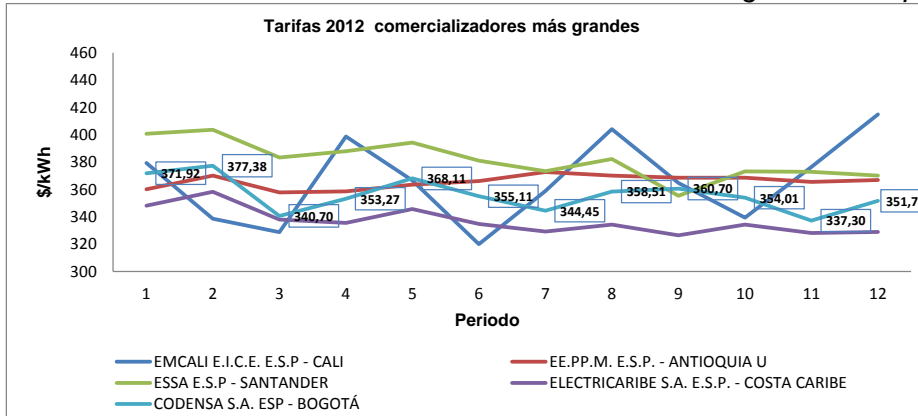
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.12., se concluye que la empresa pasó de ocupar la quinta posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la sexta.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Oriente.

De la gráfica 4.2.13., se observa un comportamiento similar del prestador frente a los comercializadores, toda vez que también frente a los comercializadores más grandes del país la empresa disminuyó la tarifa pasando de la tercera a la cuarta posición.

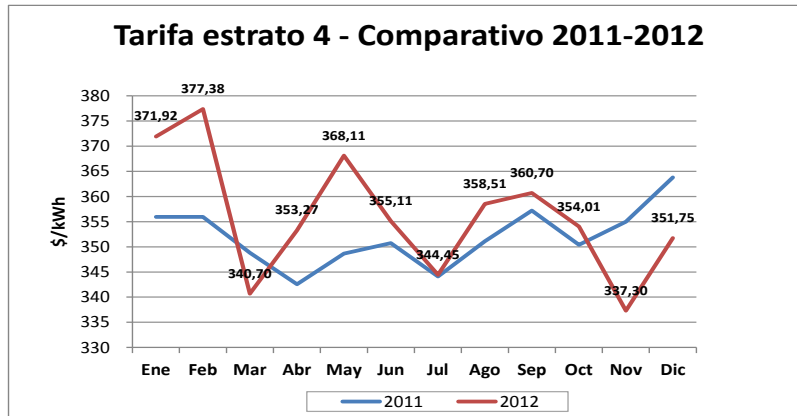
Gráfica 4.2.13. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.14. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

En la gráfica 4.2.14., observa que la empresa en el 2012 mantiene unas tarifas similares a las del año 2011.

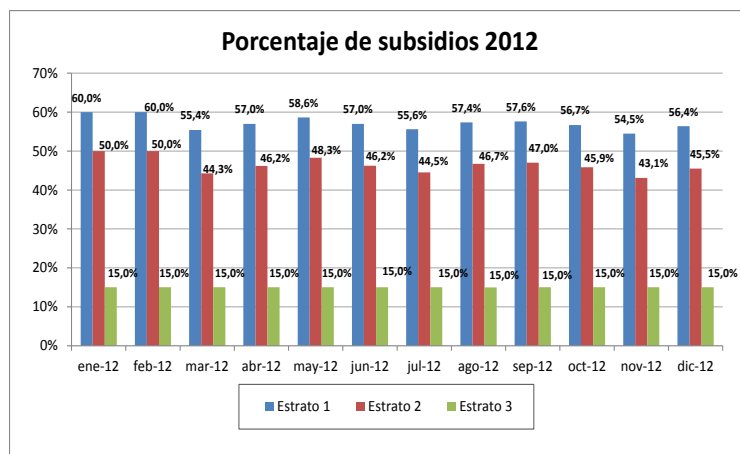
Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la gráfica 4.2.15., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.15. Subsidios aplicados 2012

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.



4.2.4. Subsidios y contribuciones

En la tabla a continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, dado que para el año 2011 no se reporta información para el último trimestre en el caso de los usuarios residenciales y para los meses de julio a diciembre en el caso de los usuarios industriales y comerciales, se efectuaron proyecciones a partir del comportamiento observado en las series reportadas para el resto del año.

Así mismo, dada la falta de información para el segundo semestre de 2012, en el caso de los usuarios industriales y comerciales, se proyectaron contribuciones con base en el comportamiento del primer semestre de la vigencia. Los siguientes son los resultados.

Tabla 4.2.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	39.417.827.912	38.190.945.549
Estrato 2	177.568.290.606	177.836.014.929
Estrato 3	44.485.769.427	45.988.558.918
Total Subsidios	261.471.887.945	262.015.519.396
Estrato 5	13.583.500.126	14.054.603.843
Estrato 6	15.584.155.466	15.770.425.949
Industrial	56.177.192.981	35.749.652.828
Comercial	123.955.853.689	115.852.060.303
Total Contribución	209.300.702.262	181.426.742.922
Déficit	-52.171.185.683	-80.588.776.474

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI y los cálculos arriba mencionados, el déficit del prestador se incrementó cerca de un 54%, al pasar de 52.000 millones a 81.000 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012

subsidios cercanos a \$262.000 millones, de los cuales el 68% (\$178 mil millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 17% al estrato 3 (\$46 mil millones) y por último un 15% a los usuarios del estrato 1 (\$38 mil millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$ 181.000 los cuales fueron en su mayoría del sector comercial (\$116 mil millones).

Al final de la vigencia, el déficit fue de \$80.589 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$262.015 millones y recaudar un total de \$181.428 millones por concepto de contribución.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, las cuales se presentan en las tablas 4.2.2.entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		267.366.377.476	274.270.960.256
Contribuciones		378.420.461.386	265.722.237.471
Déficit / Superávit		111.054.083.910	- 8.548.722.785
Giros de	Presupuesto Nal	-	20.695.750.000
	FSSRI	-	-

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$8.549, se registran recursos Presupuesto Nacional por un monto de \$20.696 millones.

4.3 Atención al cliente

Puntos de atención

De acuerdo con la información presentada en la página Web de CODENSA S.A. E.S.P., la Empresa cuenta con puntos de atención en Bogotá, en centros de servicio, y en Centros de Atención Especializada Distrital, como en municipios de Cundinamarca, de la siguiente manera:

Se cuenta con 17 Centros de servicio, en diferentes barrios de Bogotá D.C., tal como se indica a continuación:

CENTROS DE SERVICIOS EN BOGOTA

Barrio. oficinas de atención
Antonio Nariño
Bosa
Engativá
Kennedy
Santa Fe
Avenida Suba
Teusaquillo
Tunjuelito
Usme
Soacha
Restrepo
Venecia
Santa Librada
San Diego
Chapinero
Calle 80
Suba Rincón

Fuente AEGR

De acuerdo con lo indicado en el Informe de Gestión 2012, se terminó en dicho año la obra de remodelación de los Centros de Servicio de San Diego y Venecia, llegando a tres puntos remodelados (Av. Suba, Venecia, Madrid, San Diego).

Por otra parte, según el Informe de Gestión 2012, durante dicho año se realizó la remodelación y ampliación de la oferta de servicios de la Oficina de Atención al constructor, (localizada en el segundo piso del Centro de Servicios de Avenida Suba) para el mejoramiento de atención a clientes del proceso de nuevas conexiones, principalmente constructores y diseñadores de proyectos eléctricos.

Por otra parte, existen puntos de atención en Bogotá D.C. en siete (7) CADEs tal como se indica a continuación:

CADES BOGOTA

Cades. Puntos de atención
Santa Lucía
Palza Américas
Fontibón
Chicó
Servita (Usaquen)
Toberín
Gaitana

Fuente AEGR

Se cuenta con Oficinas de atención en diez (diez) municipios del departamento de Cundinamarca, tal como se indica a continuación:

OFICINAS DE ATENCION CUNDINAMARCA

Municipios con oficinas de atención
Chía
Fusagasugá
La Palma
La Vega
Madrid
Mesitas del Colegio
Suesca
Ubaté
Zipaquirá
Villeta

Fuente AEGR

Adicionalmente, la Empresa cuenta con un Centro de Asesoría Móvil, a través del cual se hace presencia en diversos municipios del departamento de Cundinamarca atendidos por CODENSA S.A. E.S.P.

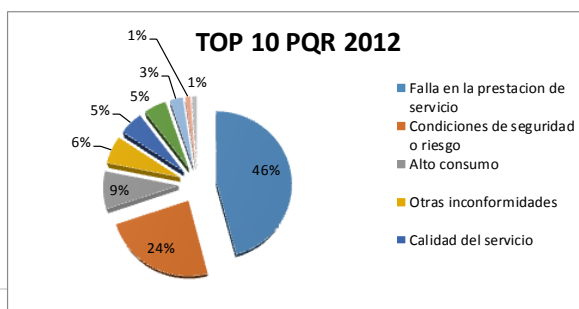
También a través del recientemente creado sistema Fonoservicio, mediante una línea telefónica, los usuarios pueden consultar y efectuar trámites, como los que se indican a continuación:

- Actualización de datos
- Información general sobre la factura
- Consultas generales del servicio de energía
- Asesoría en productos y servicios
- Denuncias de hurto de energía
- Consultas y solicitudes de obras eléctricas
- Temas relacionados con el crédito fácil Codensa

- Temas relacionados con seguros y publicaciones
- Bloqueos de tarjeta de crédito fácil Codensa
- Atención a emergencias
- Reportes en general de la red de alumbrado público
- Reporte de fallas en el servicio de energía

4.4 PQR

AÑO 2012	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	145.956
Condiciones de seguridad o riesgo	75.549
Alto consumo	26.718
Otras inconformidades	19.880
Calidad del servicio	16.999
Entrega y oportunidad de la factura	15.949
cobro de otros cargos de la empresa	9.148
Cobro de otros bienes o servicios en la	3.742
Error de lectura	3.569
TOTAL	317.510



Fuente: SUI

4.5 Pérdidas

De acuerdo con el Informe de Gestión 2012 de CODENSA S.A. E.S.P., la Empresa implementó un Plan de Choque con el que estableció varios frentes de acción como el refuerzo del frente operativo, el seguimiento a posibles clientes hurtadores, un frente tecnológico orientado a medidas técnicas así como mecanismos de telemetría y un frente de comunicación donde se fortalecieron las campañas preventivas enfocadas en la denuncia del hurto y las consecuencias de este tipo de actividades.

Según el mencionado Informe de Gestión, la Empresa ha reducido su indicador de perdidas anual, pasando de 8,19% en 2010 a 7,31% en 2012. A continuación se presenta el comportamiento del índice de pérdidas de energía del Operador de Red durante el 2012:

INDICE DE PERDIDAS 2012

Mes	Valor
Enero	7,94%
Febrero	7,76%
Marzo	7,86%
Abril	7,73%
Mayo	7,66%
Junio	7,60%
Julio	7,52%
Agosto	7,46%
Septiembre	7,44%
Octubre	7,37%
Noviembre	7,31%
Diciembre	7,21%

Fuente: SUI

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Codensa cumple con 3 de los indicadores de gestión financieros planteados para las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

La empresa presenta explicaciones sobre el cumplimiento e incumplimiento de los indicadores, de las cuales en la mayoría se limita a presentar el comportamiento que presentó el indicador pero no se da una explicación detallada de este. El concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados sobre la explicación del prestador es que encuentran razonables las explicaciones de la compañía.

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,44%	36%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	13,8	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar – Días	56,00	40,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	61,4	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	0,8	No cumple

Fuente: SUI

El margen operacional presenta un aumento de 1.94% con respecto al año anterior, superando positivamente el referente establecido debido al incremento de 5,21% en los ingresos operacionales.

En cuanto a la cobertura de intereses, este presenta una variación positiva de 2,4 veces con respecto al año anterior, lo cual obedece al aumento en los gastos de 5,01% igualmente supera el referente.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presenta una variación positiva, la cual se presenta por el cambio en el vencimiento de cobro de la facturación de peajes. Al cierre de 2012 se presenta una disminución en el indicador de rotación de cuentas por pagar respecto al año anterior de 4.32 %.

En cuanto a la razón corriente, el resultado del indicador para el año 2012 es de 0.85 el cual presenta una mejora respecto al año anterior de 0.10 por la reducción en las cuentas por cobrar.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de reporte.

Con relación a los formatos que la empresa está en obligación de reportar al SUI, para el año 2012 se tiene el siguiente resumen de información pendiente:

Tabla 6.1.1 Formatos Pendientes de Cargue

FORMATO	RESOLUCIÓN	PERIODICIDAD	PERIODO	FECHA LÍMITE	ESTADO
FORMATO 2	20102400008055	Mensual	ene-12	29/02/2012	PENDIENTE
FORMATO 23	20102400008055	Anual	Año 2012	30/04/2013	PENDIENTE
FORMATO 24	20102400008055	Anual	Año 2012	30/04/2013	PENDIENTE
FORMATO 25	20111300003995	Semestral	Semestre 1 2012	30/04/2012	PENDIENTE
FORMATO 3	20102400008055	Mensual	ene-12	29/02/2012	PENDIENTE
FORMATO 3	20102400008055	Mensual	feb-12	28/03/2012	PENDIENTE
FORMATO 20	20102400008055	Trimestral	Trimestre 4 2012	30/01/2013	PENDIENTE
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	20121300004355	Trimestral	Trimestre 4 2012	30/01/2013	PENDIENTE
FORMATO 3	20102400008055	Mensual	jun-12	31/07/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	jul-12	31/08/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	ago-12	30/09/2012	PENDIENTE
FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	sep-12	31/10/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	sep-12	31/10/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	oct-12	30/11/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	nov-12	31/12/2012	PENDIENTE
FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	Mensual	dic-12	31/01/2013	PENDIENTE

Fuente: SUI

Calidad de la información comercial reportada.

Las siguientes series de datos ilustran la consistencia de las principales variables, para los periodos con información certificada (se muestra el caso de variables del formato 2, pues, como se observa en la tabla de oportunidad del reporte, el formato 3 está pendiente para casi todos los meses de 2012).

Tabla 6.1.2. Usuarios por estrato 2012

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero						
Febrero	167,328	935,526	718,430	243,845	82,447	68,051
Marzo	167,413	938,365	720,541	244,279	82,673	68,226
Abril	168,023	938,871	720,173	249,205	83,142	68,306
Mayo	168,409	940,980	722,101	249,505	84,477	68,466
Junio	168,737	939,271	723,887	250,107	84,502	68,654
Julio	169,358	946,456	727,294	250,643	84,842	68,885
Agosto	169,918	949,697	729,201	251,467	84,995	69,160
Septiembre						
Octubre	170,420	955,805	735,806	253,283	85,417	69,874
Noviembre	170,560	959,109	739,009	253,988	85,625	70,158
Diciembre	170,905	961,754	741,236	254,765	85,944	70,308

Fuente: SUI

Tabla 6.1.3. Consumos (GWh) por estrato 2012

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	23.40	135.43	114.25	42.26	18.53	22.55
Marzo	23.01	133.29	113.32	42.60	18.43	22.33
Abril	24.14	139.74	119.78	45.05	19.67	23.53
Mayo	23.91	140.17	117.77	44.43	19.62	23.21
Junio	24.24	138.44	119.52	45.12	19.57	23.06
Julio	23.57	138.94	118.05	44.14	19.40	22.44
Agosto	23.92	137.55	116.81	43.53	19.04	22.34
Septiembre	-	-	-	-	-	-
Octubre	24.40	144.31	122.37	45.97	20.47	24.14
Noviembre	24.52	140.99	119.70	45.23	19.99	23.40
Diciembre	23.30	137.76	116.82	44.45	19.13	22.68

Fuente: SUI

Tabla 6.1.4. Facturación (\$Millones) 2012 por estrato

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero						
Febrero	8,637	49,771	41,908	15,390	6,812	8,249
Marzo	8,629	49,751	42,254	15,770	6,876	8,291
Abril	8,466	48,652	41,979	15,699	6,687	8,071
Mayo	8,334	48,596	40,732	15,249	6,821	8,006
Junio	8,787	50,000	43,017	16,079	7,058	8,260
Julio	8,442	49,396	42,062	15,632	6,837	7,916
Agosto	8,302	47,459	40,361	14,935	6,505	7,632
Septiembre						
Octubre	8,778	51,675	43,795	16,328	7,306	8,584
Noviembre	8,718	49,804	42,327	15,899	7,014	8,203
Diciembre	7,941	46,549	39,572	15,016	6,407	7,580
Total	85,036	491,652	418,007	155,997	68,324	80,790

Fuente: SUI

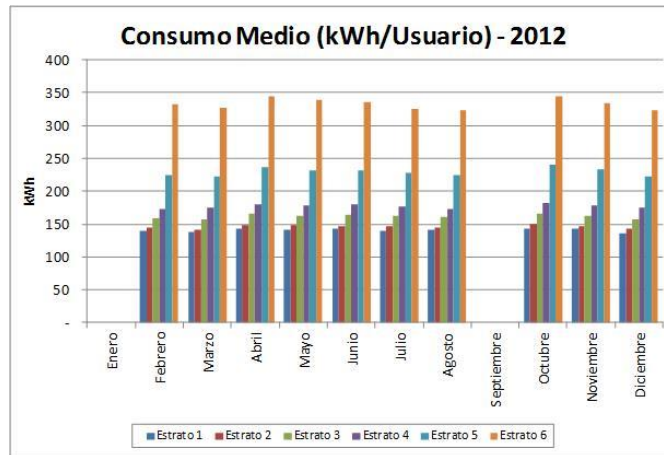
Promedios: Los siguientes resultados son un buen indicador de la calidad del reporte comercial:

Tabla 6.1.5. Consumo medio (kWh /Usuario) - 2012

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero						
Febrero	139.86	144.76	159.03	173.33	224.74	331.37
Marzo	137.42	142.05	157.28	174.39	222.98	327.37
Abril	143.68	148.84	166.32	180.79	236.54	344.43
Mayo	141.96	148.96	163.09	178.07	232.24	339.00
Junio	143.64	147.39	165.10	180.41	231.64	335.83
Julio	139.14	146.80	162.32	176.12	228.70	325.83
Agosto	140.78	144.84	160.18	173.12	224.03	323.03
Septiembre						
Octubre	143.15	150.98	166.31	181.48	239.68	345.42
Noviembre	143.79	147.00	161.98	178.09	233.42	333.50
Diciembre	136.35	143.24	157.60	174.49	222.60	322.59

Fuente: SUI

Figura 6.1.1. Consumo medio



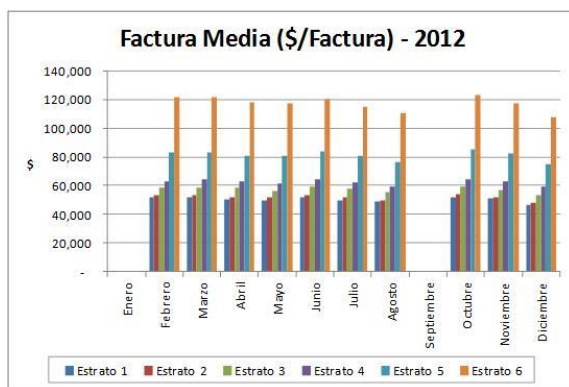
Fuente: SUI

Tabla 6.1.6. Facturación media (\$/Factura) 2012

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero						
Febrero	51,620	53,201	58,332	63,112	82,623	121,211
Marzo	51,545	53,019	58,641	64,558	83,176	121,525
Abril	50,388	51,820	58,290	62,995	80,425	118,160
Mayo	49,490	51,644	56,408	61,119	80,744	116,929
Junio	52,074	53,232	59,426	64,290	83,528	120,315
Julio	49,849	52,190	57,833	62,366	80,590	114,910
Agosto	48,862	49,973	55,350	59,390	76,531	110,350
Septiembre						
Octubre	51,508	54,064	59,520	64,466	85,531	122,843
Noviembre	51,112	51,927	57,275	62,597	81,915	116,924
Diciembre	46,465	48,400	53,387	58,942	74,552	107,805

Fuente: SUI

Figura 6.1.2. Factura media



Fuente: SUI

De las anteriores tablas y gráficas puede concluirse que, para los periodos donde el formato 2 está certificado, la información es consistente para las variables *Usuarios*, *Consumos* y *Facturación*.

En cuanto a las solicitudes en mesa de ayuda, a continuación se relacionan las correspondientes al periodo 2012-2013:

Resumen de mesas de ayuda 2012-2013

Aplicación	Asignada	Escalada	Contestada	Cerrada	Total
SIN ASIGNAR				16	16
VALIDADOR		4		19	23
CARGUE MASIVO	1	4	2	44	51
ESTADOS FINANCIEROS				3	3
FABRICA		1		4	5
RUPS				4	4
LOGINS				2	2
SITIO SUI				10	10
CAMBIO DE DATOS				10	10
INFORMACION GENERAL				3	3
Total	1	9	2	115	127

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Dada la información suministrada por la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, a continuación se relacionan las acciones de Vigilancia y Control desarrolladas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, en la vigencia 2012 fueron:

- Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400022555 por no garantizar o hacer efectivo el debido proceso al usuario fecha 17/07/2012
- Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400033055 por incumplimiento a otras obligaciones del prestador 22/10/2012

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La gestión financiera de Codensa presenta un buen comportamiento en sus actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica; de acuerdo al análisis financiero se encuentra que la empresa en cuanto a rentabilidad supera el porcentaje de margen operacional establecido para las empresas del sector.

Adicionalmente se refleja riesgo de liquidez, a pesar de la mejora del indicador de razón corriente con respecto al año anterior ocasionado por la reducción de los pasivos corrientes y el aumento de los activos corrientes, es necesario que la empresa implemente acciones que le permitan cubrir sus obligaciones de corto plazo y así mejorar su situación de liquidez.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, es recomendable que la empresa realice una mejora en la gestión de pago de sus obligaciones, con el fin que este indicador este dentro de los referentes establecidos de acuerdo a los indicadores de gestión financieros.

De acuerdo con el Auditor, la empresa presenta una tendencia de ascenso en su nivel de ingreso con un ritmo de crecimiento promedio anual de 5,13% durante el periodo 2013-2017 y apalancado principalmente en el crecimiento de la venta de energía y los ingresos por cobro de peajes, los cuales crecerán un 6% y 10%, respectivamente.

Para la Utilidad Operativa se proyecta una tendencia creciente. En los años 2013 y 2017 habrá una mayor presión al alza en los precios de compra de energía en el mercado eléctrico colombiano, bajo un contexto de reducción de la brecha entre la oferta de generación y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional.

En cuanto al Flujo de Caja Libre, se prevé que en el periodo proyectado CODENSA obtendrá flujos positivos con variaciones en su ritmo de crecimiento, las cuales se explican por las diferencias año a año en los niveles de inversión estimados en KTNO y en Activos Fijos.

De lo expuesto anteriormente, se concluye que el crecimiento proyectado en los Ingresos Operativos y en la utilidad neta, serán suficientes para realizar las inversiones que se requerirán en capital neto de operación, cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mercado atendido por la Compañía y mantener la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

En cuanto a los resultados de oportunidad del reporte, se recomienda prestar especial atención a la completitud de los reportes de facturación, específicamente del formato 3 (sector no residencial), pues la mora con esta información ya superó un año