

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN RUITOQUE S.A. E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2013**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN RUITOQUE S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: ASESORIAS Y AUDITORIAS CONTABLES Y TRIBUTARIAS DEL
PUTUMAYO POR ACCIONES SIMPLIFICADAS.

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

RUITOQUE S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de **comercialización y distribución de Energía Eléctrica**. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ **1.250.000.000** y tiene su sede principal en la ciudad de **Florida Blanca Santander**. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día enero 3 de 2011.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	RUITOQUE S.A. E.S.P.
Sigla	RUITOQUE S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Bustamante Arango Pablo Emilio

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$8.473.052.629	\$8.149.219.550	3,97%
Activo Corriente	\$6.605.999.318	\$6.619.401.843	-0,20%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$1.648.879.548	\$1.428.758.842	15,41%
Inversiones	\$115.751.854	\$29.194.377	296,49%
Pasivo	\$5.954.806.504	\$6.029.573.499	-1,24%
Pasivo Corriente	\$4.928.116.091	\$5.533.668.306	-10,94%
Obligaciones Financieras	\$299.140.460	\$0	0,00%
Patrimonio	\$2.518.246.125	\$2.119.646.051	18,81%
Capital Suscrito y Pagado	\$437.500.000	\$437.500.000	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 8.473 millones, presentando un incremento de 3,97% con respecto al año anterior, las variaciones producidas están soportadas en el crecimiento de la cuenta deudores, la cual pasó de \$ 5.347 millones a \$6.121 millones. Así mismo, la propiedad planta y equipo también amplió su valor en \$ 220 millones reflejados en el rubro de Maquinaria y equipo, los otros activos rubro de cargos diferidos pasaron de \$ 93 millones a \$ 206 millones reflejando un incremento del 120% con respecto al año anterior.

La cartera del servicio disminuyó en un 28,10% lo que equivale a \$ 1.155 millones, posicionándose en \$ 2.946 millones, descenso que no se refleja en el total de la cuenta deudores, a causa del incremento del rubro otros deudores que tuvo un aumento de \$ 1.645 millones.

El Pasivo disminuyó en 1,24% ubicándose en \$ 5.955 millones, no obstante dentro del pasivo se evidencia aumento y disminución de cuentas de la siguiente manera:

Se crearon obligaciones financieras en el 2012 por el orden de \$ 299 millones, los pasivos estimados y provisiones adicionaron a su rubro \$ 519 millones posicionándose este en \$976 millones para el 2012.

La cuenta que tuvo decrecimiento fue las cuentas por pagar, ésta para el 2012 presentó un saldo de \$ 4.629 millones, \$ 904 millones inferior al presentado en la vigencia 2011, las principales causas de la disminución de estas cuentas se encuentran relacionadas por el menor valor de bienes y servicios de \$ 345 millones y el decrecimiento de las contribuciones y licencias en \$ 684 millones.

El patrimonio presentó un ascenso de \$ 398 millones con respecto a 2011, situándose en \$ 2.518 millones en 2012, soportado en la causación de reservas de \$ 639 millones, menos el descenso de las utilidades del ejercicio en \$ 238 millones.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$ 6.000 acciones comunes con un valor nominal de \$ 1.000.000 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012, 1.250 acciones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 28,7% de los fondos son propios y el 70,3% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$18.956.430.047	\$31.189.553.337	-39,22%
COSTOS OPERACIONALES	\$17.369.810.770	\$29.281.224.231	-40,68%
GASTOS OPERACIONALES	\$1.166.880.599	\$1.265.991.548	-7,83%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$419.738.678	\$642.337.558	-34,65%
OTROS INGRESOS	\$210.452.244	\$151.562.037	0,00%
OTROS GASTOS	\$147.578.393	\$72.750.864	102,85%
GASTO DE INTERESES	\$71.219.452	\$16.551.647	330,29%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$482.612.529	\$721.148.731	-33,08%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 18.956 millones, presentando un decrecimiento de 39,2% con respecto al 2011, a cerca de esta disminución la empresa explica en acta de visita efectuada por la Dirección Técnica de Energía el día 8 y 9 de agosto que obedece a:

“La disminución de los ingresos en el año 2012 corresponde a una reclasificación de los conceptos recaudados por STN, STR, ADD y SDL, pasando estos valores de la cuenta 431520 a la cuenta 290503 como ingresos recibidos para terceros, como consecuencia se disminuyen y reclasifican los costos por estos conceptos; teniendo en cuenta que el comercializador minorista posee convenios acuerdos o contratos con el proveedor de la energía que compra para su usuario final, con el transportador y al distribuidor a los que transfiere los cargos por uso de STN, STR, ADD y SDL, así como con el administrador del sistema de intercambios comerciales que recauda los otros conceptos que el comercializador cobra en su factura”

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 91,63% de los Ingresos Operacionales, estos disminuyeron un 91,63% con respecto al año anterior, pasando de \$ 29,281 millones a \$ 17.370 millones, este descenso soportado por el menor valor de los ingresos operacionales y en donde las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, corresponden el 86%.

Los gastos disminuyeron en 1,81%, ubicándose en \$ 1.314 millones para la vigencia 2012, entre estos los gastos administrativos corresponden al 61%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 27% quedando los otros gastos con una participación del 12% del total de los gastos de la compañía

Los gastos de administración descendieron \$ 53 millones posicionándose en \$ 805 millones, como consecuencia del menor valor registrado en los gastos generales, sobre estos gastos sobresale en mayor proporción las comisiones, honorarios y servicios.

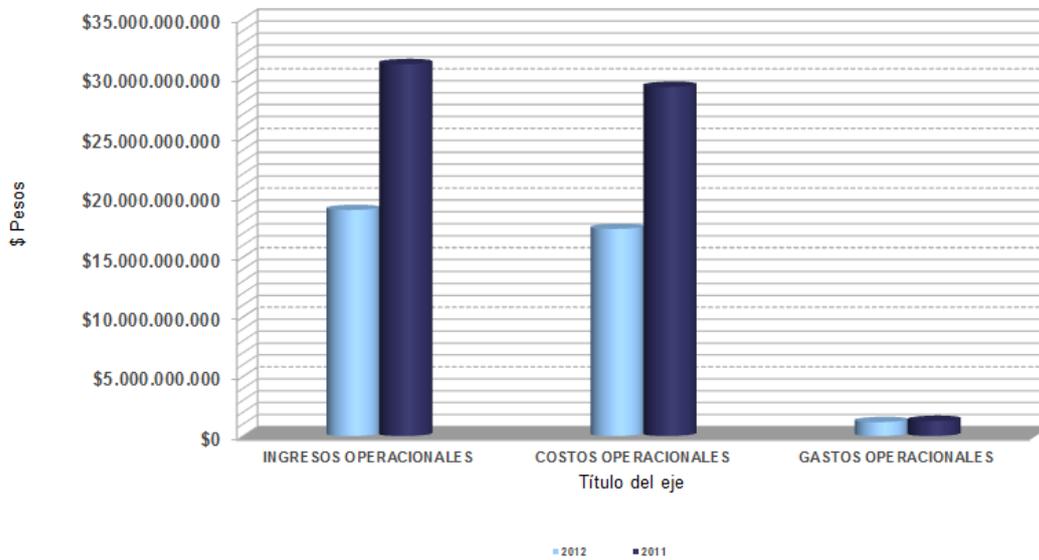
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó \$ 46 millones, ubicándose en \$ 361 millones, en este rubro se destacan la provisión para obligaciones fiscales (impuesto de renta), que corresponde el 90%.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 419 millones, teniendo una reducción de 34,65% en relación al 2011, año en el que las utilidades se posicionaron en \$ 642 millones, este menor valor fue producto del decrecimiento en los ingresos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 210 millones presentando un aumento del 38,36%, en donde los ingresos causados por mora corresponden el 45% del total de los otros ingresos y los intereses por rendimientos el 21%.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 147 millones, aumentando 102% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros (intereses y gastos Bancarios) son los de mayor representación con \$ 97 millones, seguidos por ajuste de ejercicios anteriores que son de \$ 39 millones.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,3	1,2
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56,8	48,1
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	67,5	44,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	77,96%	81,23%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	70,3%	74,0%
Patrimonio Sobre Activo	29,7%	26,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	82,8%	91,8%
Cobertura de Intereses – Veces	12,7	70,7
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	903.385.556	1.170.659.608
Margen Operacional	4,8%	3,8%
Rentabilidad de Activos	10,7%	14,4%
Rentabilidad de Patrimonio	42,6%	65,6%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,3 veces, indicador que presenta un incremento de 0,1 veces con respecto anterior, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en deudores, de los cuales las cuentas por cobrar del servicio son el 44% y los subsidios corresponden al 0,22%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 8,7 días pasando de 48,1 días en 2011 a 56,8 días en 2012, esta rotación presenta un indicador aceptable para el servicio de energía.

La Empresa tarda 67,5 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 23,2 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 44,3 días, las obligaciones están concentradas en adquisición de bienes y servicios, impuestos contribuciones y tasas.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 70,3%, en el cual se evidencia una disminución de 3,7% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 74%, como consecuencia del decrecimiento del rubro adquisición de bienes y servicios.

Por otro parte el 29,7% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, debido a la reducción en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 83% del total de los Pasivos, el 17% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 95% corresponde a pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 903, el cual presento un descenso de \$ 267 millones con respecto al año anterior, como consecuencia de la disminución de los ingresos operacionales.

EL margen operacional en 2012 fue de 4,8%, presentando un incremento de 1,01% con respecto al año 2011, como resultado del decrecimiento en mayor proporción de los costos en relación con los ingresos operacionales.

La rentabilidad de los Activos disminuyo 3,70% con respecto al año anterior ubicándose en 10,7%, la rentabilidad del patrimonio presentó un decrecimiento de 23,04% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 42,6% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Descripción de la infraestructura

RUITOQUE S.A. E.S.P. Presta el servicio de distribución de energía eléctrica en la Meseta de Ruitoque, a través de un pequeño sistema alimentado desde el nivel 3 por ESSA. A continuación se describe la infraestructura que compone el sistema de distribución.

Subestación:

Se encuentra ubicada en Ruitoque, Municipio de Floridablanca, Santander. Con una configuración doble barra, fue adquirida en enero de 1998, y cuenta con dos transformadores con las siguientes características:

Tabla 3.1 Transformadores en Subestación

CODIGO	TIPO	RELACION TRANSFORMACION	CAPACIDAD	IMPEDANCIA	FECHA DE ENTRADA
TRF 1.6 MVA-1	Transformador	34.5 kV/13.8 kV	1.6 MVA	5.78%	ene-98
TRF 1.6 MVA-2	Transformador	34.5 kV/13.8 kV	1.6 MVA	5.78%	oct-09

Circuitos de distribución primaria:

Son circuitos distribución primaria a 13.2 kV, aéreos y subterráneos con las siguientes características:

Tabla 3.2 Circuitos de Distribución

NÚMERO DE LA LINEA	LONGITUD (KILÓMETROS)	TIPO	LÍMITE OPERATIVO (Amperios)	LÍMITE DE EMERGENCIA (Amperios)	LÍMITE TÉRMICO (Amperios)	CONDUCTOR	NÚMERO DE USUARIOS	FECHA DE ENTRADA
1	0.95	Aéreo	60	80	250	ACSR 2/0	1	may-96
2	0.95	Aéreo	60	80	250	ACSR 2/0	9	oct-04
2	3926	Subterráneo	70	100	179	XLPE 2	423	ene-98
3	4735	Subterráneo	70	100	179	XLPE 2	472	ene-98

Transformadores de distribución:

Son cuarenta y siete transformadores, con una capacidad total de 5879.5 kVA, de los que 10 son propiedad de la empresa, con una capacidad instalada 1295 kVA

Gráfica 3.1 Capacidad Total Instalada (kVA)



A continuación se relacionan las características de cada uno de los transformadores de distribución.

Tabla 3.3 Transformadores de Distribución

CODIGO TRANSFORMADOR	CIRCUITO	GRUPO DE CALIDAD	CAPACIDAD TASN. (KVA)	USUARIOS	PROPIEDAD	AÉREO	NIVEL TENSIÓN LADO DE BAJA
1-B1	1	4	300	1	S	N	440
1-AP1	2	4	15	2	N	S	220
1-AP2	2	4	15	1	N	S	220
1-AP3	2	4	15	1	N	S	220
1-AP4	2	4	15	1	N	S	220
1-AP5	2	4	15	2	N	S	220
2A-AP1	2	4	45	6	S	N	220
2A-ATMC	2	4	30	2	N	S	220
2A-B1	2	4	75	1	N	N	220

CODIGO TRANSFORMADOR	CIRCUITO	GRUPO DE CALIDAD	CAPACIDAD TASN.F. (KVA)	USUARIOS	PROPIEDAD	AÉREO	NIVEL TENSIÓN LADO DE BAJA
2A-BASE	2	4	75	5	S	N	220
2A-EPB	2	4	75	1	N	N	220
2A-RESP	2	4	45	3	S	N	220
2A-RG	2	4	45	3	S	N	220
2A-SA1	2	4	112.5	34	N	N	208
2A-SA26	2	4	112.5	32	N	N	208
2A-SA3	2	4	75	15	N	N	208
2A-SA30	2	4	112.5	30	N	N	208
2A-SA31	2	4	150	25	S	N	208
2A-SA35	2	4	150	26	N	N	208
2A-SA36	2	4	225	45	N	N	208
2A-SA4	2	4	150	46	N	N	208
2A-SA41	2	4	400	146	N	N	208
2A-SA45	2	4	75	3	N	N	208
2A-SA5	3	4	112.5	28	N	N	208
2B-AC	3	4	500	47	S	N	208
2B-AP1	3	4	45	4	S	N	220
2B-AP2	3	4	45	1	N	N	220
2B.CEV	3	4	150	1	N	N	220
2B-CFUT	3	4	45	2	S	N	220
2B-H19	3	4	300	5	N	N	220
2B-OLA	3	4	30	1	N	N	220
2B-PLRC	3	4	30	1	N	N	220
2B-PT20	3	4	45	3	S	N	220
2B-RGII	3	4	75	1	N	N	220
2BSA10	3	4	75	9	N	N	208
2B-SA12	3	4	112.5	24	N	N	208
2B-SA13	3	4	300	135	N	N	208
2B-SA14	3	4	75	6	N	N	208
2B-SA15	3	4	225	79	N	N	208
2B-SA17	3	4	112.5	26	N	N	208
2B-SA19	3	4	45	13	N	N	208
2B-SA20	3	4	150	14	N	N	208
2B-SA21	3	4	112.5	39	N	N	208
2B-SA43	3	4	75	5	N	N	208
2B.-SA48	3	4	225	36	N	N	208
5B-HOT	3	4	500	1	N	N	220
2B-SA49	3	4	75	1	N	N	208

Inversiones

Ruitoque S.A E.S.P. En razón a las políticas internas centró su desarrollo en el crecimiento y posicionamiento de marca en el área comercial, es así como en el año 2012, no realizó inversiones de expansión en el SDL.

Mantenimiento y operación.

En el año 2012, dio cumplimiento en un 70 % a los indicadores de mantenimiento que hay establecidos en el programa de gestión de la empresa, donde se ejecutaron las siguientes actividades:

- Revisión general del conexionado y termografía en la subestación, (está pendiente la remodelación de la misma).
- Podas de árboles próximos a la red de distribución, con una periodicidad mensual.

Con periodicidad bimensual se ejecutaron los siguientes mantenimientos:

- Revisión de red de baja tensión y transformadores.
- Verificación de nivel de aceite de transformador en la subestación y de existencia de fugas en la cáscara, retiro de maleza en el cerramiento de la subestación.

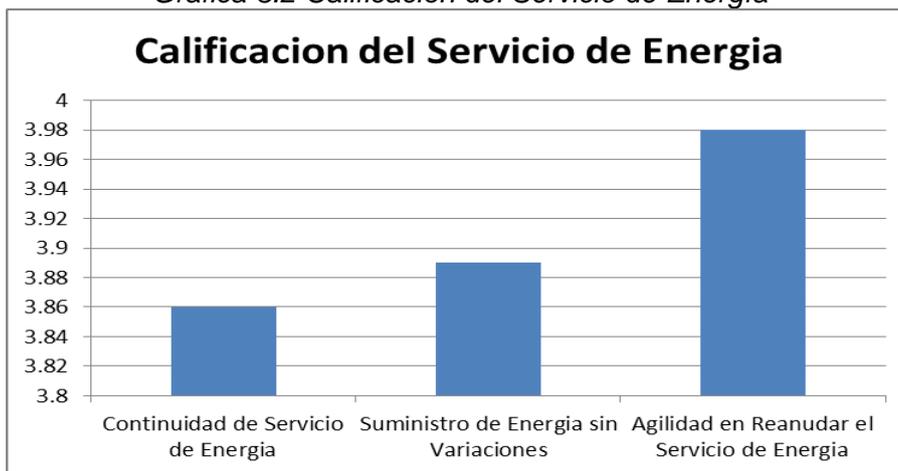
Calidad del servicio

Ruitoque S.A E.S.P. no ha ingresado al esquema de incentivos y compensaciones establecido en la resolución CREG 097 de 2008, es de anotar que mediante resolución CREG 032 de 2011 fueron establecidos los Índices de referencia de la discontinuidad, para este prestador.

El inconveniente para ingresar al esquema de incentivos y compensaciones, radica en el cumplimiento de uno de los requisitos que es la implementación del SCADA, que ha presentado inconvenientes que esperan ser superados en el mes de julio de 2013.

De otra parte, con el fin de medir la percepción de los clientes en relación con el servicio de energía, la Universidad Autónoma de Bucaramanga fue contratada por Ruitoque S.A E. S.P., para realizar una encuesta, evaluando entre otros aspectos, la calidad del servicio de energía, en los siguientes matices: Continuidad (100 encuestas), suministro del servicio sin variaciones (99 encuestas), agilidad en reanudar el servicio por factores diferentes al no pago (99 encuestas). El resultado puede observarse en la siguiente gráfica:

Gráfica 3.2 Calificación del Servicio de Energía



Fuente: AEGR

4. ASPECTOS COMERCIALES

Tabla 4.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	3.529	85.61%
Total No Residencial	593	14.39%
Total Suscriptores	4.122	100.00%

Fuente: SUI

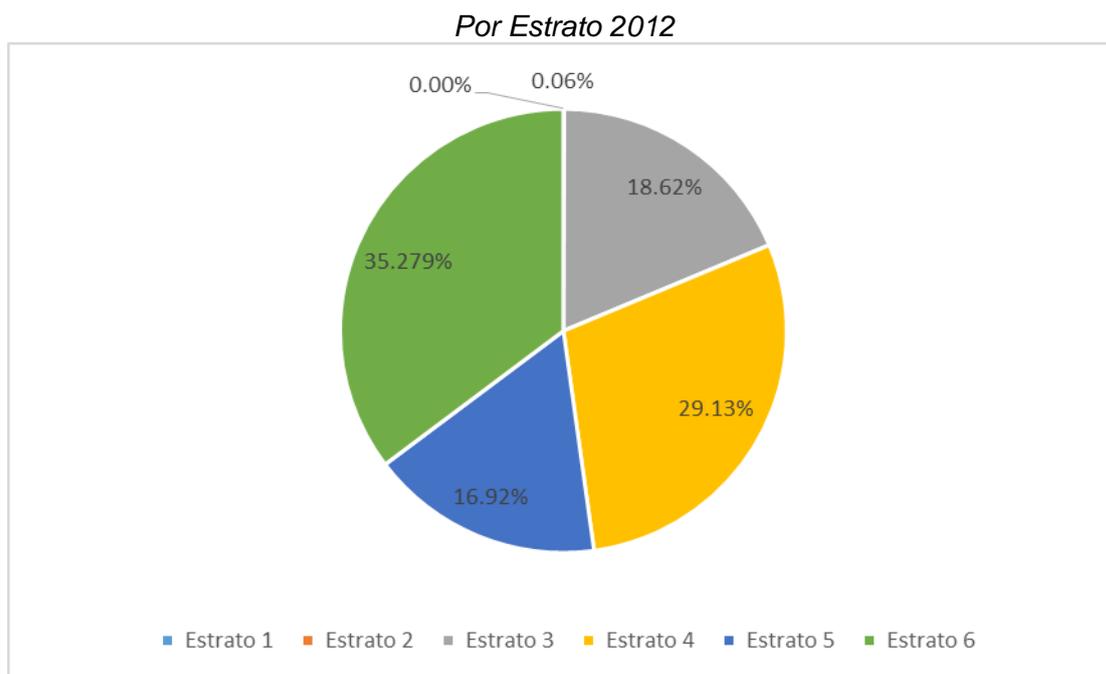
En la Tabla 1 se observa que el número de suscriptores de la empresa Ruitoque para el año 2012 es de 4.122, de los cuales el 85.6% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	0	0.00%
Estrato 2	2	0.06%
Estrato 3	657	18.62%
Estrato 4	1.028	29.13%
Estrato 5	597	16.92%
Estrato 6	1.245	35.279%

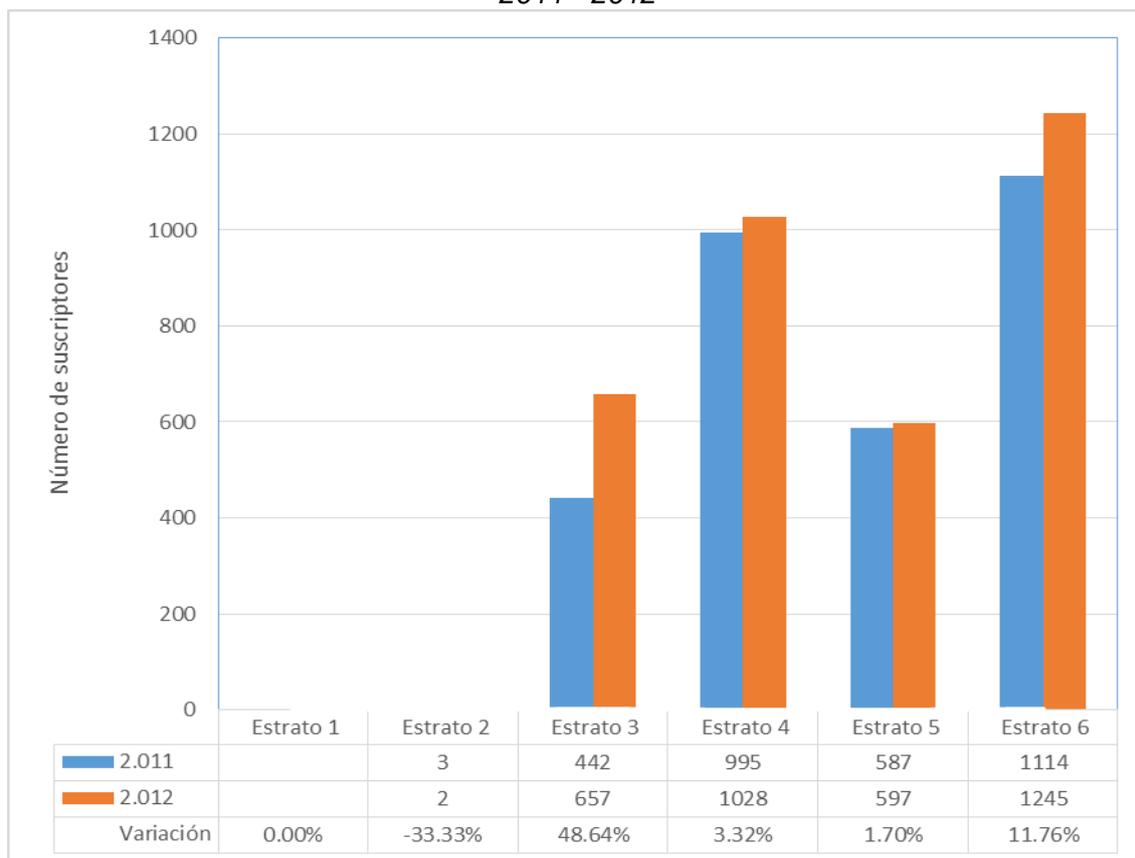
Fuente: SUI

Gráfica 4.1 Distribución de Usuarios Residenciales



De la Gráfica 1 y Tabla 2, se concluye que el 35.3% de los usuarios pertenece al estrato 6, mientras que el 64.7% pertenece a los estratos 3, 4 y 5.

Gráfica 4.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales
2011 - 2012



Fuente: SUI

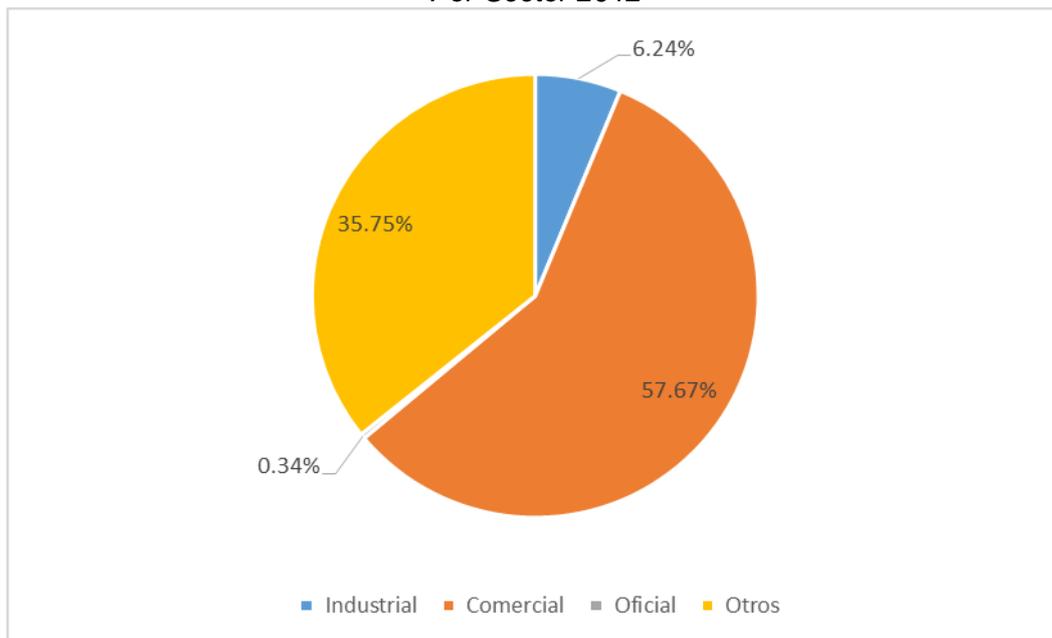
En la Gráfica 2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales de todos los estratos comparados con el año anterior, exceptuando el estrato 2 que disminuyó en el 33.3%. Los mayores incrementos anuales de usuarios correspondieron al estrato 3 con el 48.6% y al estrato 6 con el 11.8% de incremento anual.

Tabla 4.3 Número De Usuarios No Residenciales
Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	37	6.24%
Comercial	342	57.67%
Oficial	2	0.34%
Otros	212	35.75%

Fuente: SUI

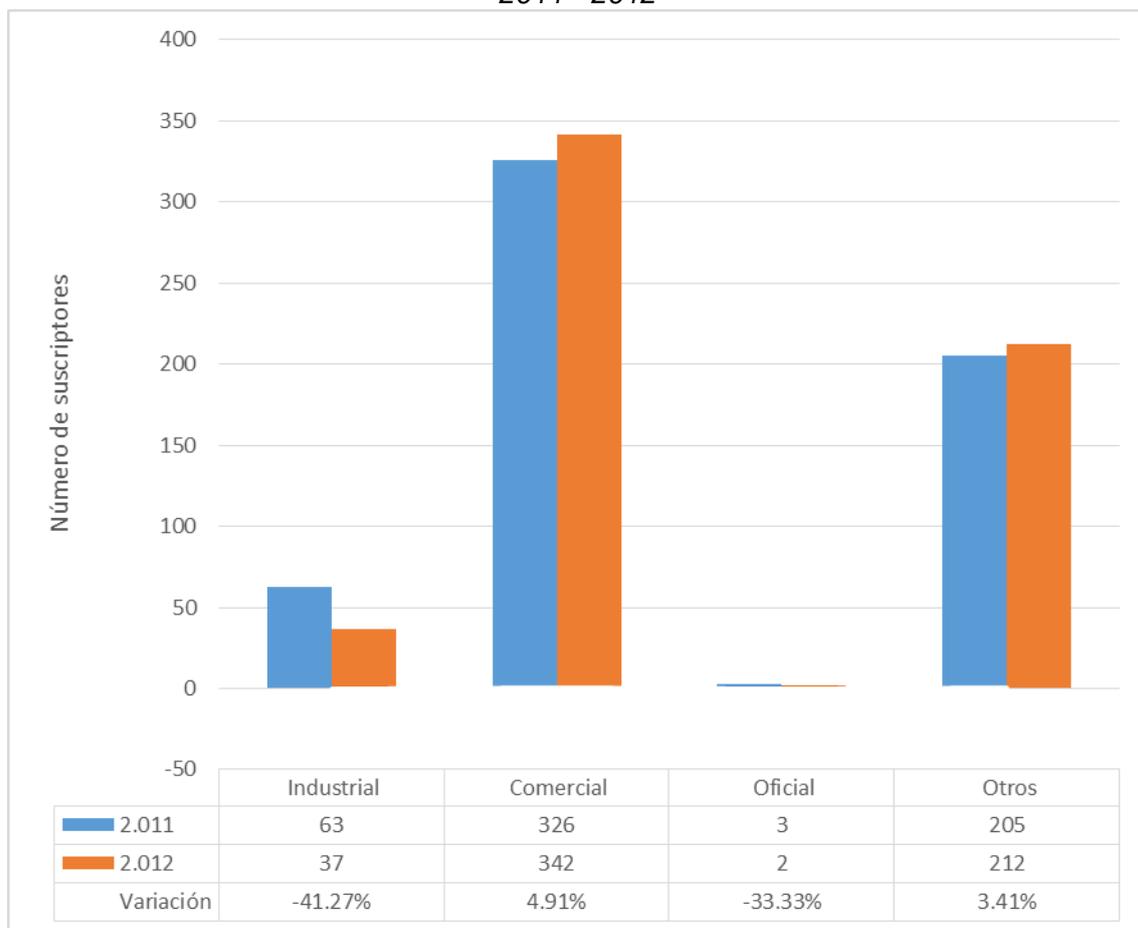
Gráfica 4.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 3 y Gráfica 3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 57.7% corresponde al sector comercial, seguido del sector otros, con el 35.7%.

Gráfica 4.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales
Por Sector
2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4 se observan grandes disminuciones en el número de usuarios en los sectores industrial y comercial en el año 2012 en comparación con el año anterior (disminuciones del 41.3% y el 33.3% respectivamente).

Tabla 4.4 Distribución De Usuarios
Por Departamento

Departamento		2.011	2.012
ANTIOQUIA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	3	0
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0

Departamento		2.011	2.012
ATLANTICO	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	2	0
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	0	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
CESAR	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	2	3
	Suma - Comercial	1	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
CUNDINAMARCA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
D.C.	Suma - Estrato 1	0	0

Departamento		2.011	2.012
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	8	3
	Suma - Comercial	22	24
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	1	5
HUILA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	0
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
META	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	2	0
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
NORTE DE SANTANDER	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	1	1
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0
SANTANDER	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	3	2

Departamento		2.011	2.012
	Suma - Estrato 3	442	657
	Suma - Estrato 4	995	1.028
	Suma - Estrato 5	587	597
	Suma - Estrato 6	1.114	1.245
	Suma - Industrial	41	28
	Suma - Comercial	303	318
	Suma - Oficial	3	2
	Suma - Otros	204	207
TOLIMA	Suma - Estrato 1	0	0
	Suma - Estrato 2	0	0
	Suma - Estrato 3	0	0
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	0	0
	Suma - Estrato 6	0	0
	Suma - Industrial	2	0
	Suma - Comercial	0	0
	Suma - Oficial	0	0
	Suma - Otros	0	0

Fuente: SUI

De la Tabla 4 se concluye que el 99.2% de los usuarios están ubicados en el departamento de Santander. En el Distrito Capital existen 24 usuarios comerciales, mientras que en el sector industrial hay 3 usuarios en el Distrito Capital y en el departamento del Cesar. Cuentan con un usuario industrial los departamentos del Atlántico, Cundinamarca y Norte de Santander.

Tabla 4.5 Número De Usuarios Comparado con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	0	0.00%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	2.00	0.00%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	657.00	0.03%
Total Suma - Estrato 4	746.906	1028.00	0.14%
Total Suma - Estrato 5	290.667	597.00	0.21%
Total Suma - Estrato 6	181.398	1245.00	0.69%
Total Suma - Industrial	46.971	37.00	0.08%
Total Suma - Comercial	627.674	342.00	0.05%
Total Suma - Oficial	53.919	2.00	0.00%
Total Suma - Otros	39.970	212.00	0.53%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 6 con el 0.7% y al sector otros con el 0.5%.

Consumos

Tabla 4.6 Consumo de KWh por Sector

Sector	KWh	Participación
Total Residencial	4.096.086	9.24%
Total No Residencial	40.255.441	90.76%
Total Suscriptores	44.351.527	100.00%

Fuente: SUI

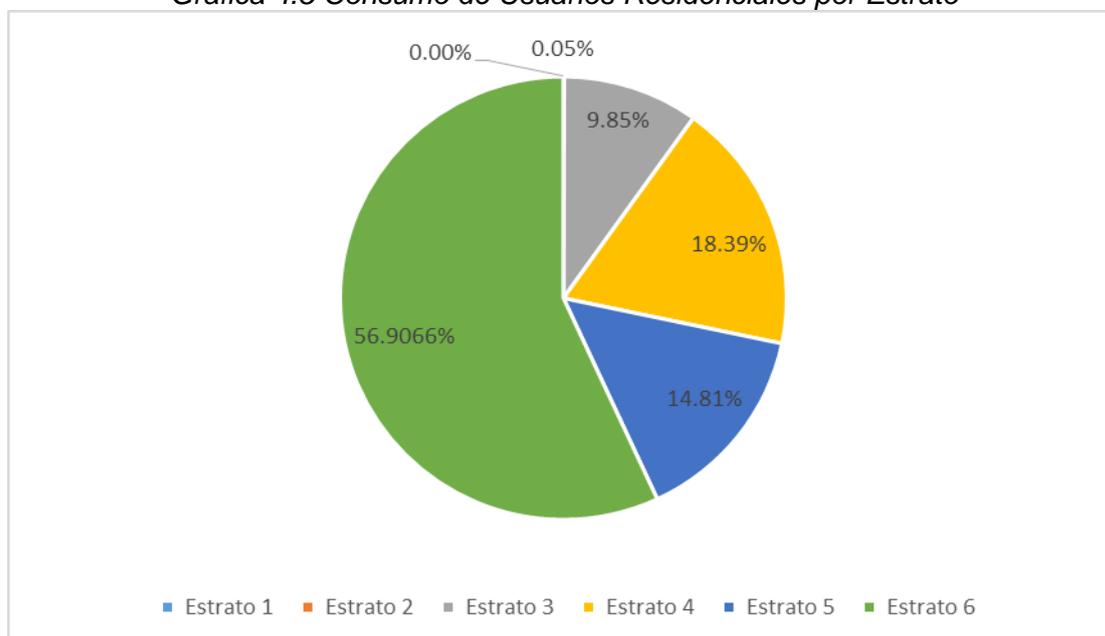
En la Tabla 6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la empresa Ruitoque para el año 2012 es de 44.351.527 KWh, de los cuales el 90.8% corresponde al sector no residencial, y el restante 9.2% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.7 Consumo de KWh de Usuarios Residenciales por Estrato

Estrato	KWh	Participación
Estrato 1	0	0.00%
Estrato 2	2.072	0.05%
Estrato 3	403.360	9.85%
Estrato 4	753.189	18.39%
Estrato 5	606.520	14.81%
Estrato 6	2.330.945	56.9066%

Fuente: SUI

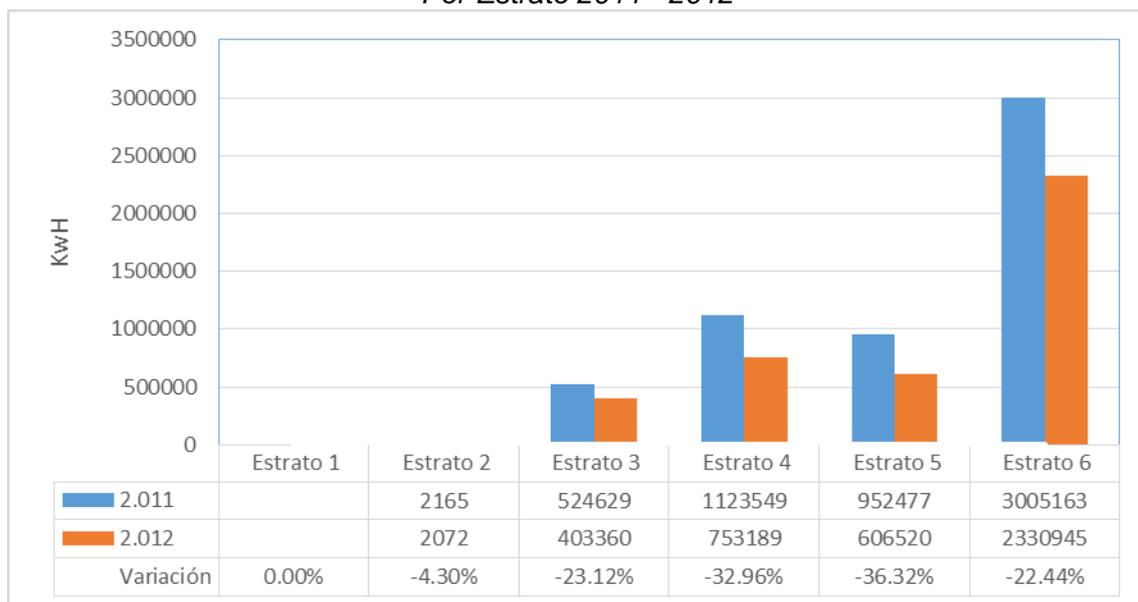
Gráfica 4.5 Consumo de Usuarios Residenciales por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 5 y Tabla 7, se concluye que el 56.9% del consumo de energía corresponde al estrato 6, el 43.1% del consumo corresponde a los estratos 3, 4 y 5.

*Gráfica 4.6 Consumo de Usuarios Residenciales
Por Estrato 2011 - 2012*



Fuente: SUI

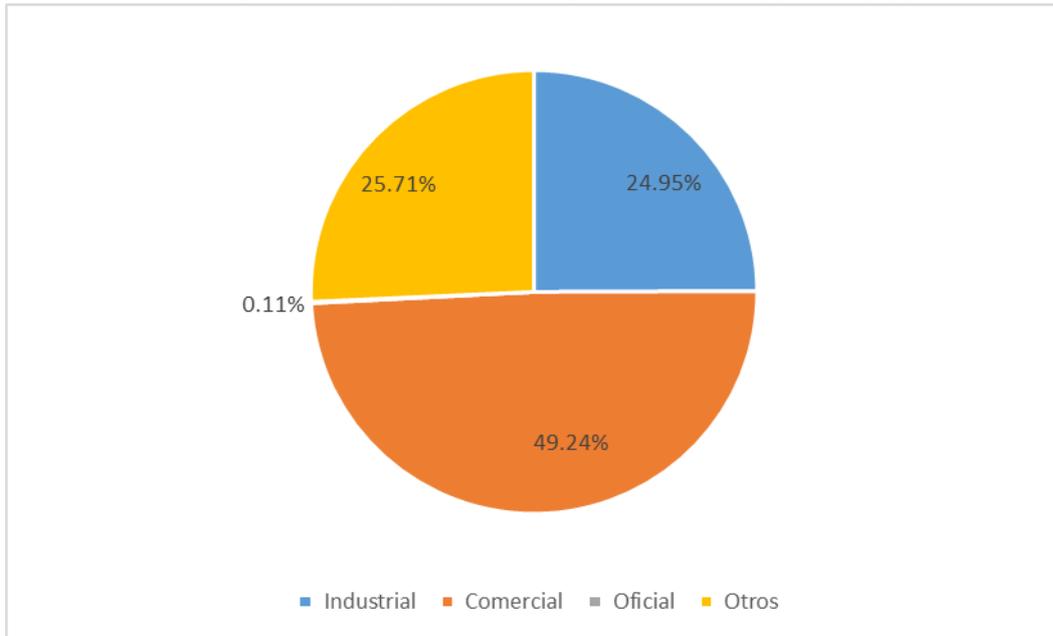
En la Gráfica 6 se observa que en todos los estratos hubo disminución en el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Las mayores disminuciones porcentuales en el consumo ocurrieron en el estrato 5, con el 36.3%, en el estrato 3 con el 23.1% y en el estrato 6 con el 22.4%.

Tabla 4.8 Consumo de KWh de Usuarios No Residenciales

Sector	KWh	Participación
Industrial	10.041.961	24.95%
Comercial	19.821.587	49.24%
Oficial	42.802	0.11%
Otros	10.349.091	25.71%

Fuente: SUI

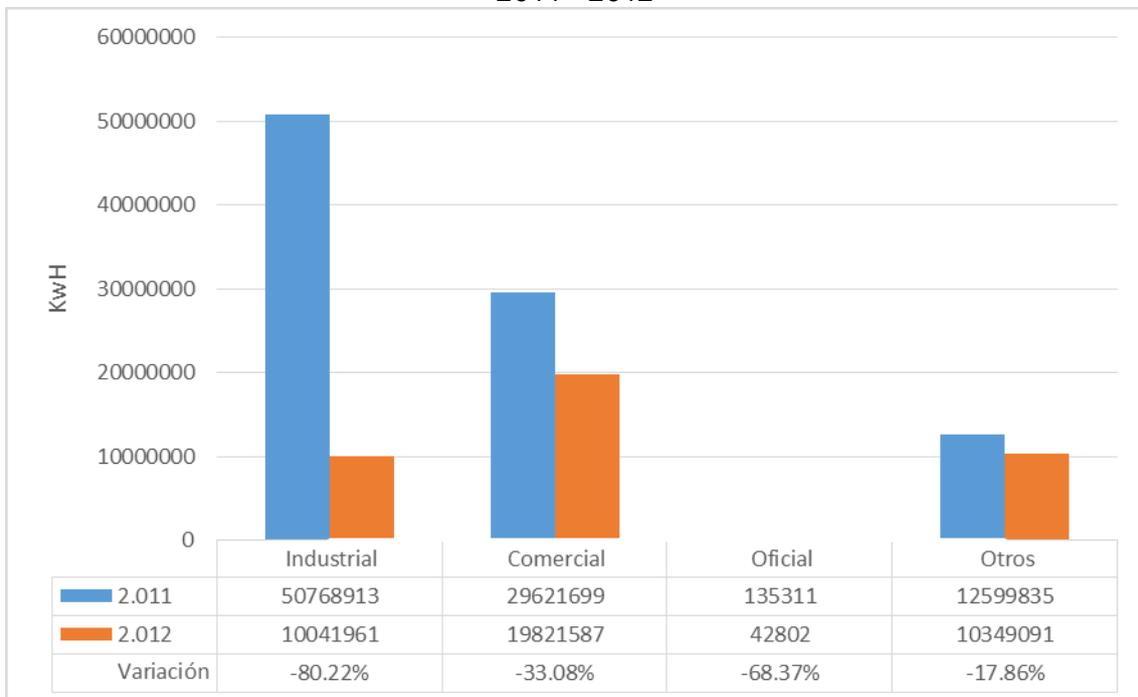
Gráfica 4.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 8 y Gráfica 7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 49.2% corresponde al sector comercial, seguido de otros con el 25.7% y el sector industrial con el 25%.

Gráfica 4.8 Consumo de Usuarios No Residenciales
2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 8 se observa que en todos los sectores disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Las mayores disminuciones ocurrieron en el sector industrial con el 80.2, y en el sector oficial, con el 68.4%.

Tabla 4.9 Consumo de KWh Promedio Anual por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	KWh	kWh/usuario
Estrato 1	0	0	#DIV/0!
Estrato 2	2	2,072	1,036
Estrato 3	657	403,360	614
Estrato 4	1,028	753,189	733
Estrato 5	597	606,520	1,016
Estrato 6	1,245	2,330,945	1,872
Sector	Número de usuarios	KWh	kWh/usuario
Industrial	37	10,041,961	271,404
Comercial	342	19,821,587	57,958
Oficial	2	42,802	21,401
Otros	212	10,349,091	48,816

Fuente: SUI

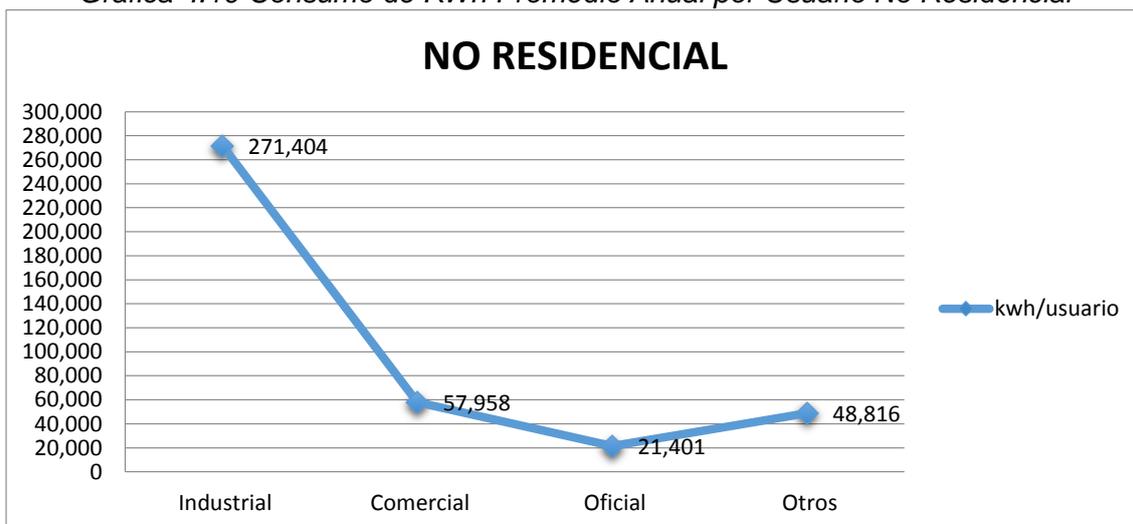
Gráfica 4.9 Consumo de KWh Promedio Anual por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 9 y Gráfica 9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 614 KWh en el estrato 2 hasta 1.872 KWh en el estrato 6.

Gráfica 4.10 Consumo de KWh Promedio Anual por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 9 y Gráfica 10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector industrial, con 271.404 KWh anuales, seguido del sector comercial con 57.958 KWh.

Tabla 4.10 Consumo de KWh de Usuarios por departamento

Departamento	CALDAS	CESAR	CUNDINAMARCA	D.C.	NORTE DE SANTANDER	SANTANDER
Estrato 1						
Estrato 2						2.072
Estrato 3						403.360
Estrato 4						753.189
Estrato 5						606.520
Estrato 6						2.330.945
Total Residencial						4.096.086
Industrial	150.466	3.084.096	796.941	1.089.471	190.930	4.730.057
Comercial				7.390.853		12.430.734
Oficial						42.802
Otros				1.942.618		8.406.473
Total No Residencial	150.466	3.084.096	796.941	10.422.942	190.930	25.610.066

Fuente: SUI

De la Tabla 4 se concluye que la totalidad del consumo residencial de energía corresponde al departamento de Santander. En el sector no residencial el mayor consumo se da en el departamento de Santander, con el 63.6% del total, seguido del Distrito Capital con el 25.9% y el departamento del Cesar con el 7.7%

Tabla 4.11 Consumo de KWh Comparado con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 1	4.407.223.508	0	0.00%
Total Suma - Estrato 2	6.109.402.080	2.072	0.00%
Total Suma - Estrato 3	3.964.116.282	403.360	0.01%

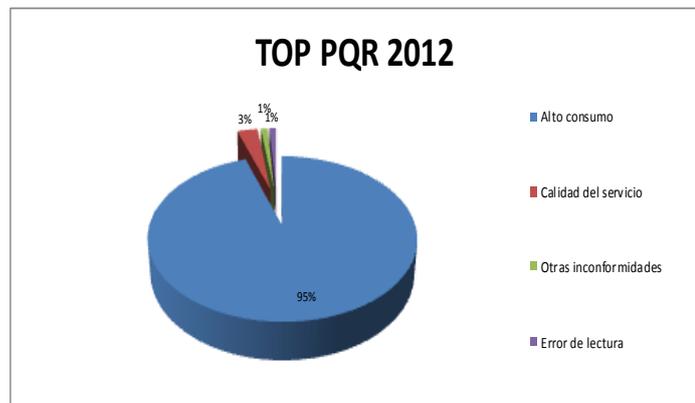
	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 4	1.453.637.917	753.189	0.05%
Total Suma - Estrato 5	710.278.398	606.520	0.09%
Total Suma - Estrato 6	680.918.417	2.330.945	0.342%
Total Suma - Industrial	10.065.526.292	10.041.961	0.10%
Total Suma - Comercial	7.060.243.373	19.821.587	0.28%
Total Suma - Oficial	1.079.445.070	42.802	0.00%
Total Suma - Otros	1.984.751.818	10.349.091	0.52%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 11 que los mayores porcentajes de consumo de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden a otros, con el 0.5% y al estrato 6 con el 0.3%.

Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa.

AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Alto consumo	94
Calidad del servicio	3
Otras inconformidades	1
Error de lectura	1
TOTAL	99



4.2. Análisis tarifario

4.2.1. 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 definió 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 establece 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 para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones remplazarán 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 $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su 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.

Conformación de la ADD Centro

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0574 del 17 de abril de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte la Empresa Ruitoque S.A. E.S.P., buscando con ello la integración de varias empresas con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

Aprobación del Índice de Pérdidas del Nivel de Tensión 1

Por medio de la Resolución CREG 064 del 25 de junio de 2012, se aprobó el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 para Ruitoque S.A. E.S.P., información que modificó la Resolución CREG 124 de 2009, de acuerdo con lo dispuesto el valor de este índice es de 9.82% desde la aprobación de esta Resolución y hasta el 31 de diciembre de 2013.

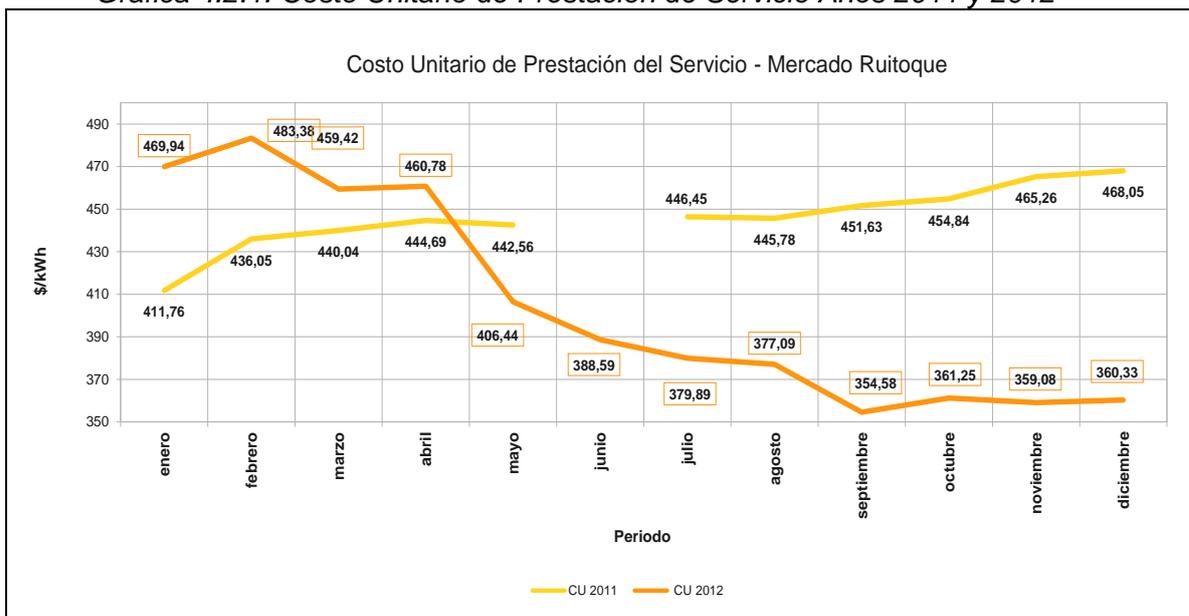
Además, la Resolución 128 del 9 de noviembre de 2012, la cual se encuentre en consulta, ordenó hacer público un proyecto resolución de carácter general, donde se aprueba el índice $P_{mrefj,1}$ y el valor de pérdidas no técnicas de referencia P_{ntf1} , valores que se encuentran entre el 10.41% y 3.13%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

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

Ruitoque S.A. E.S.P., presta el servicio de energía eléctrica en tres mercados: Bogotá, Santander y Ruitoque; para cada uno de ellos calcula el Costo Unitario de Prestación de Servicio de Energía.

En la gráfica 4.2.1., presenta la evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012, en el mercado de Ruitoque.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Años 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

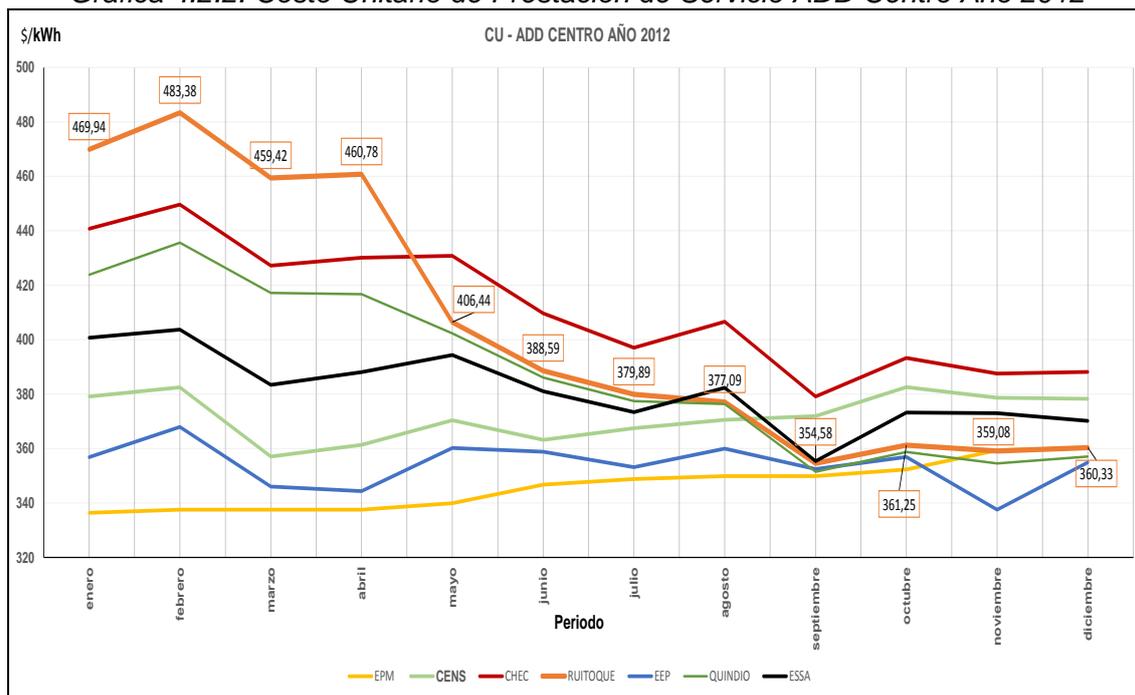
Al finalizar el año 2012 se presenta una variación negativa del CU del 23%, que corresponde a \$107.71 \$/kWh, motivada por la reducción en la componente de distribución ante la creación del ADD Centro.

La componente de distribución en el mercado Ruitoque presentaba en el año 2011 una participación del 51%, mientras que en el año 2012 esta participación alcanza sólo el 39%. En el 2012 la componente con más participación sobre el CU fue la generación, con el 42.16%.

Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Centro

El gráfico 4.2.2, presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 de las empresas pertenecientes al ADD Centro; puede observarse que antes de la creación de esta Área de Distribución, el CU de Ruitoque S.A. E.S.P era el más alto contra estas empresas, y a partir del mes de mayo de 2012 el valor de CU disminuye, situándose en los meses de septiembre a diciembre en un nivel similar al de las empresas E.P. Medellín, E.E. Pereira y EDEQ.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro Año 2012



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Es necesario comentar que en el año 2012, la DTGE contrató un estudio sobre el comportamiento de la ADDs en el país. Sobre Ruitoque es necesario anotar que se efectuó el estudio para los meses de abril a septiembre de 2012, dado que esta ADD se creó en abril de 2012, en la cual se observó lo siguiente:

“(...) RUITOQUE es un OR deficitario, por tanto beneficiario. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones tarifarias que van desde un 12% hasta un 20%.

RUITOQUE tiene aproximadamente 890 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 0,2% son de estrato 2. Los usuarios contribuyentes son el 93,8%, el restante 6% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

RUITOQUE consume aproximadamente el 0,1% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el sistema operado por RUITOQUE el 0,1%, es consumida por el estrato 2; el 26,7% por usuarios que pagan el CU y el restante 73,3% por usuarios contribuyentes.

***Beneficios de RUITOQUE:** El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por RUITOQUE alcanza un monto de \$167'762.559 pesos de julio de 2012, el cual representa el 1% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios que pagan el CU han percibido un 23,2% y los usuarios que contribuyen un 76,8%. Dada la estructura de los usuarios atendidos por RUITOQUE no se justifica este subsidio cruzado, si bien en monto es relativamente pequeño. (...)*¹

¹ Informe ADD del Consultor, Página 40

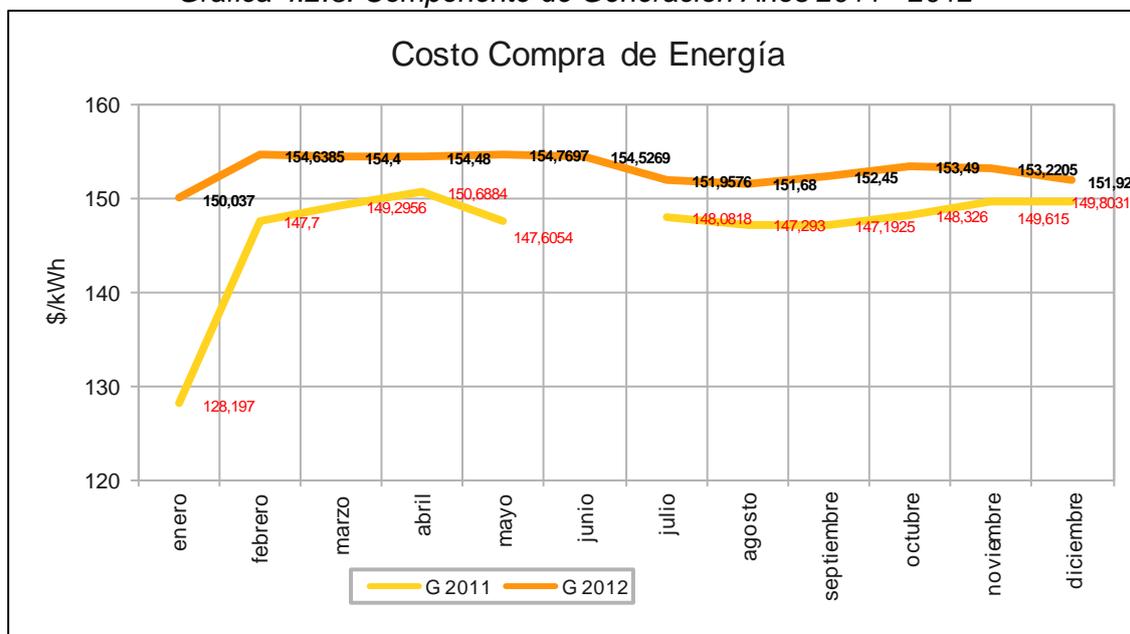
Tabla 4.2.1 Costo unitario para los mercados de la empresa 2011-2012

PERIODO	Mercado Ruitoque		Mercado Bogotá		Mercado Santander	
	CU 2011	CU 2012	CU 2011	CU 2012	CU 2011	CU 2012
enero	411.76	469.94		360.05		394.76
febrero	436.05	483.38		364.27		408.11
marzo	440.04	459.42	331.86	333.25		384.71
abril	444.69	460.78	335.69	341.93	385.50	385.58
mayo	442.56	406.44	340.51	363.20	379.75	397.32
junio		388.59	447.44	348.02	384.00	388.13
julio	446.45	379.89	331.50	331.87	383.12	379.44
agosto	445.78	377.09	338.63	344.77	382.82	376.64
septiembre	451.63	354.58	342.61	346.36	379.44	354.46
octubre	454.84	361.25	335.67	337.19	381.14	361.60
noviembre	465.26	359.08	338.90	324.27	391.44	359.81
diciembre	468.05	360.33	348.54	337.34	393.76	361.05

Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

Componente de Generación G

Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Años 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Para el año 2012, el costo de generación mostró un comportamiento en general estable, con una variación promedio de 0,1%. En 2011, se había presentado un incremento importante entre enero y febrero, debido principalmente al aumento de las compras en bolsa en dicho periodo (35%).

La tabla 4.2.2., detalla, los datos de compras de energía en bolsa y contratos y la demanda comercial de las empresas.

Tabla 4.2.2. Información de compras y demanda (kWh) Años 2011-2012

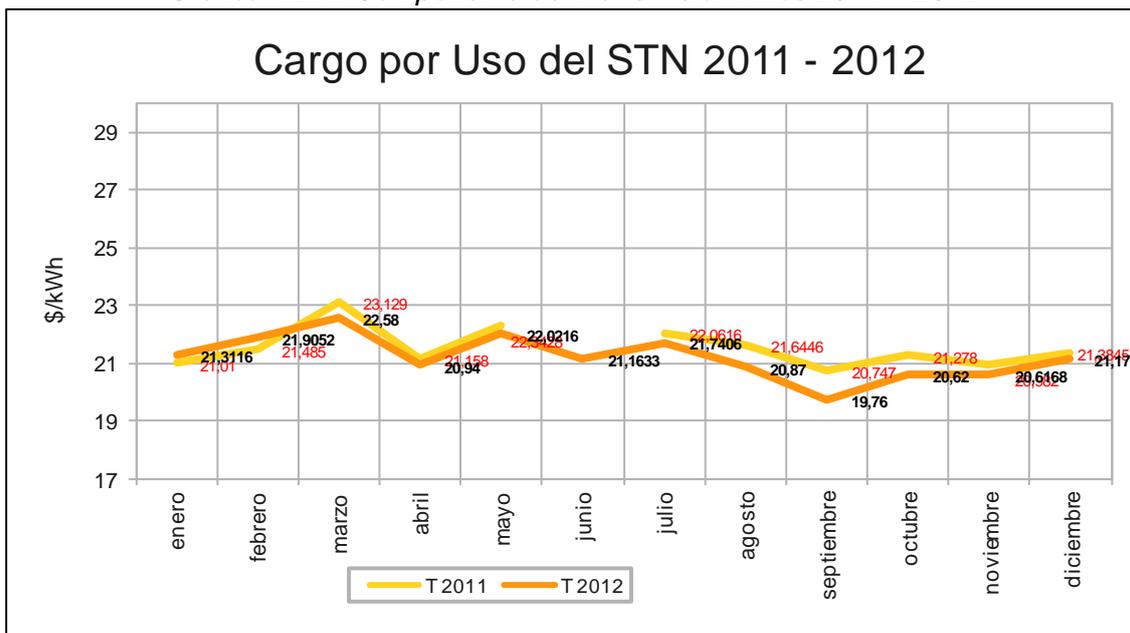
Fecha	Compras bolsa	Compras contratos	Demanda comercial
ene-11	121,019.50	12,973,101.99	8,676,126.36
feb-11	164,115.38	12,449,042.71	8,439,176.28
mar-11	172,410.56	13,753,397.66	9,390,988.47
abr-11	152,143.87	12,946,101.75	8,800,347.19
may-11	168,261.10	14,152,497.83	9,698,255.51
jun-11	141,127.76	13,462,502.99	9,197,666.21
jul-11	147,958.79	13,773,806.93	9,826,993.49
ago-11	203,658.42	14,404,205.40	10,245,013.14
sep-11	190,047.45	14,300,570.29	10,176,213.88
oct-11	187,100.46	14,168,206.57	10,048,062.63
nov-11	203,487.57	14,192,848.58	10,079,002.32
dic-11	137,463.72	14,771,409.27	10,392,772.44
ene-12	149,480.96	15,537,871.74	10,689,542.93
feb-12	199,128.70	15,112,760.97	10,642,395.69
mar-12		13,483,289.78	7,136,374.18
abr-12		12,253,943.27	6,582,830.41
may-12		12,050,303.98	7,276,997.77
jun-12		11,562,835.96	6,898,129.75
jul-12		12,036,658.98	7,148,928.52
ago-12	815.66	12,319,806.32	7,201,771.65
sep-12	1,977.43	12,325,770.74	7,155,376.02
oct-12	6,507.80	12,831,499.95	7,294,745.75
nov-12	118,507.46	13,963,009.57	7,175,283.88
dic-12	370,393.33	17,294,702.78	6,965,158.85

Fuente: *Publicación XM - Neón*

Componente de Transmisión T

Sobre el cargo T, la Dirección Técnica de Gestión de Energía efectuó requerimiento a la empresa con el fin de ajustar el valor del componente conforme lo dispuesto en la Resolución 157 de 2011; la empresa ajustó y corrigió el componente T para los meses de agosto a octubre de 2012.

Gráfica 4.2.4. Componente de Transmisión Años 2011 – 2012

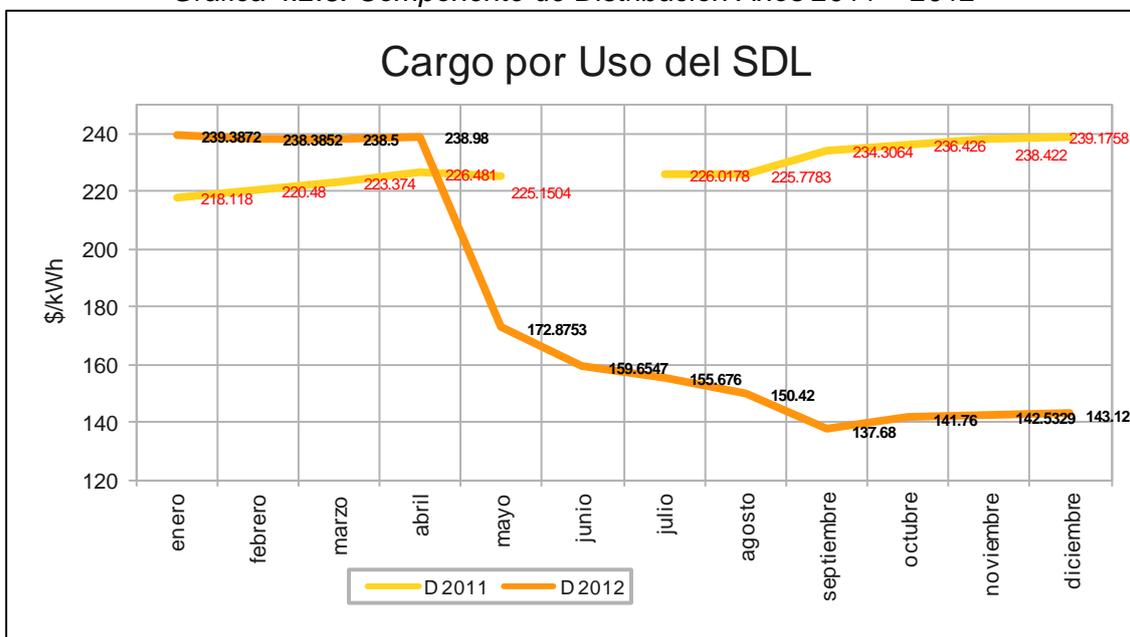


Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T + XM

Una vez incluida la corrección, puede observarse que los valores del T tienen prácticamente el mismo comportamiento para 2011 y 2012, sin variaciones significativas.

Componente de Distribución D

Gráfica 4.2.5. Componente de Distribución Años 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP - Cálculo de XM ADD Centro

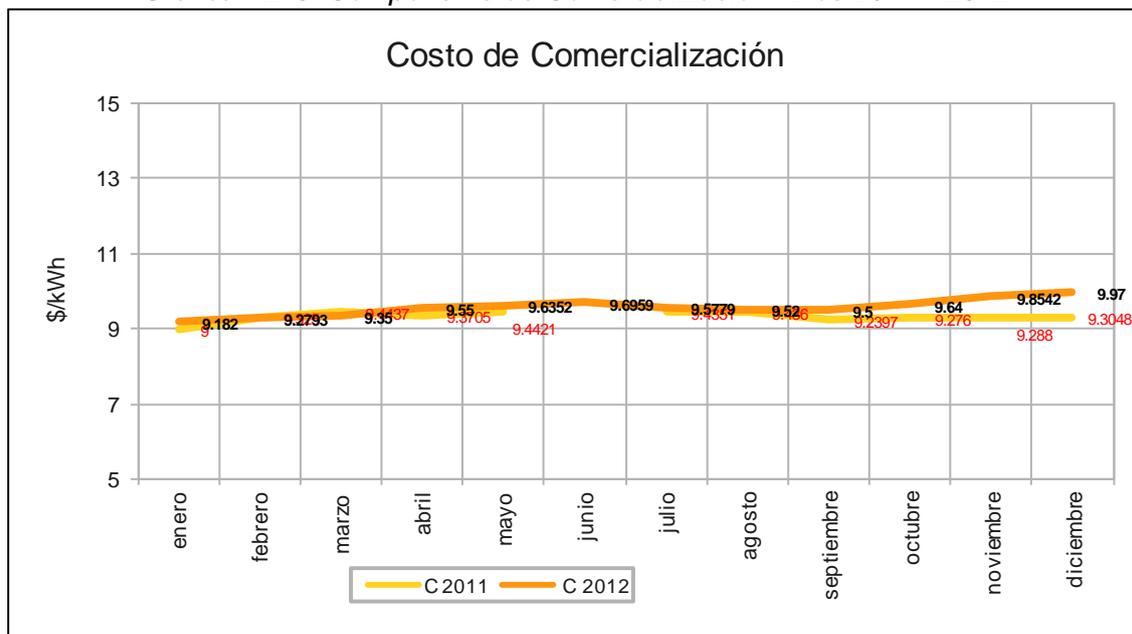
Como se había anotado anteriormente, una vez aplicado el DtUN para el ADD Centro, la tendencia de esta componente decreció significativamente, a partir de mayo de 2012.

Es necesario señalar que con la creación de la ADD Centro se presenta un periodo de transición del componte D, para llegar a un cargo unificado entre todas las empresa y con ello dar cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a los usuarios.

Sobre la verificación del componente de AOM para la Empresa, de esta no empresa no se tienen información desde el año 2010.

Componente de Comercialización C

Gráfica 4.2.6. Componente de Comercialización Años 2011 - 2012



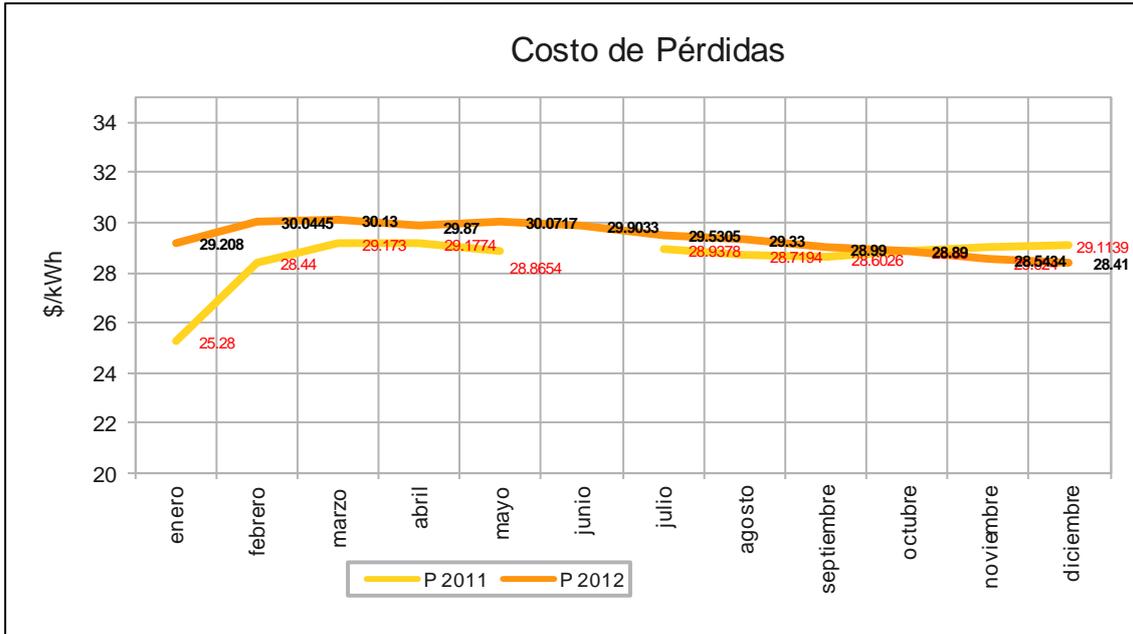
Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Como puede apreciarse, esta componente es la que presenta mayor estabilidad dentro del CU, con valores que oscilan entre 9 y 10 \$/kWh para los dos años analizados.

Componente de Pérdidas P

Esta componente también ha mostrado una estabilidad notable, sobre todo a partir de marzo de 2011. Después de junio de 2012, hay una leve tendencia decreciente, tal como se muestra en la gráfica 4.2.7.

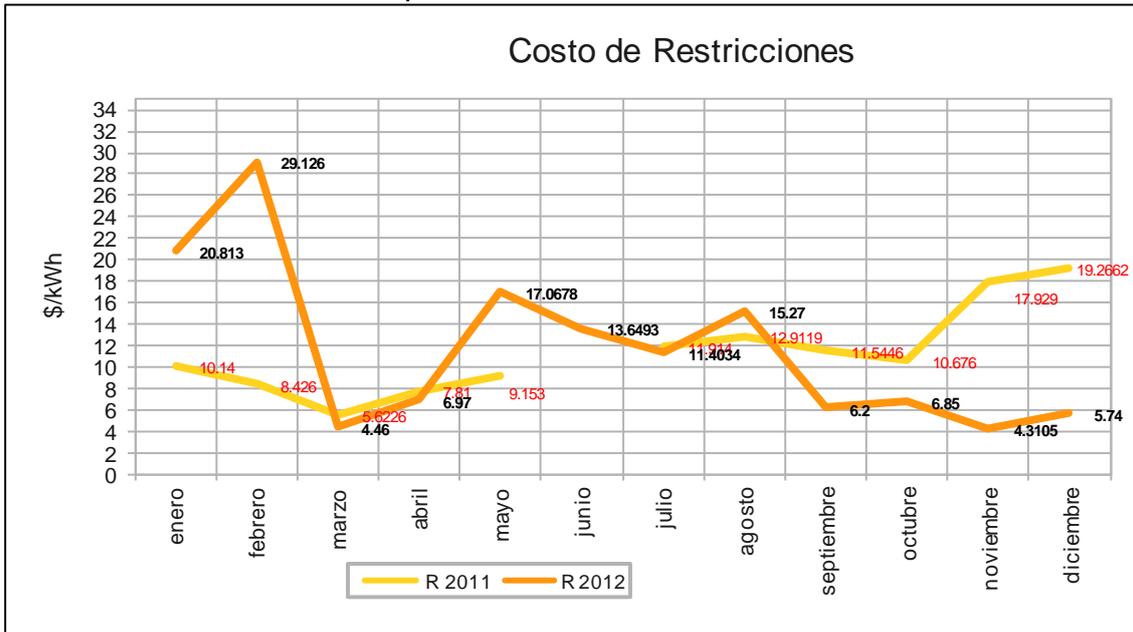
Gráfica 4.2.7. Componente de Pérdidas Años 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Componente de Restricciones R

Gráfica 4.2.8. Componente de Restricciones Años 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Esta es claramente la componente con mayor variabilidad dentro de CU. En febrero de 2012 había alcanzado uno de los valores históricos más altos de este costo, de aproximadamente de 30 \$/kWh. En los últimos meses del 2012, tendió a estabilizarse en valores pequeños.

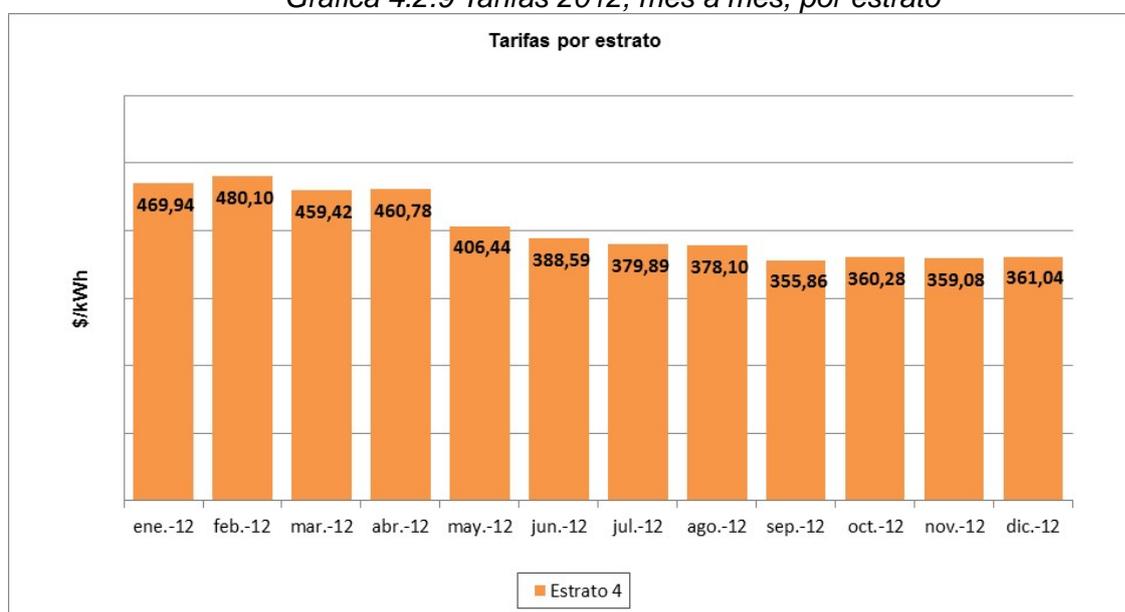
4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012, 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 4.2.9., podemos observar la tarifa aplicada por la empresa Ruitoque S.A. E.S.P al estrato 4 durante el año 2012. Aunque el estudio citado anteriormente que se contrató para el análisis de las ADD menciona que esta empresa tiene usuarios en estrato 2, en las publicaciones solamente se relacionan tarifas de los estratos 4 y superiores para el mercado de Ruitoque.

Gráfica 4.2.9 Tarifas 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 un decrecimiento del 23,17% en la tarifa, que para enero fue de 469,94 \$/kWh y para diciembre de 361,04 \$/kWh.

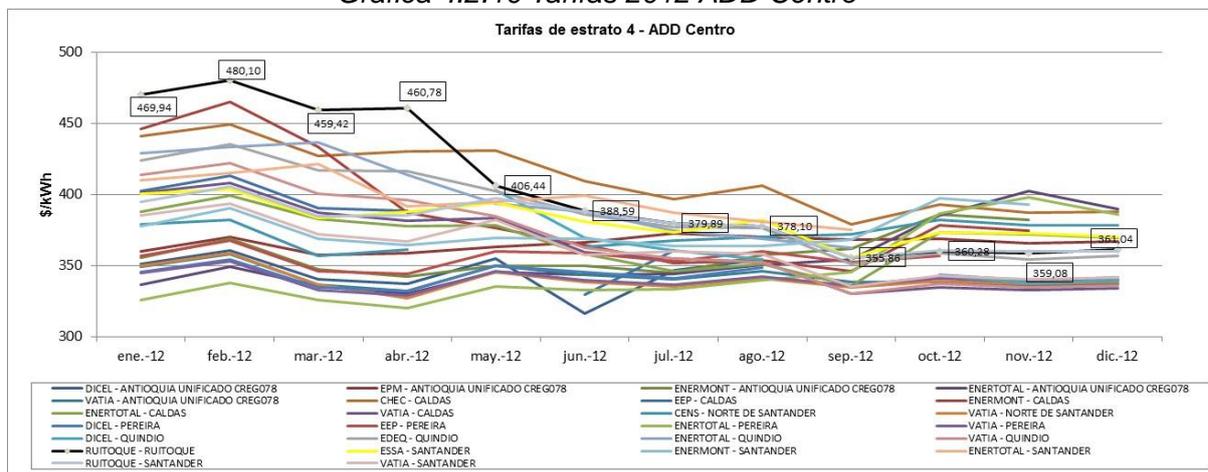
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Centro.

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 Único 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 Centro:

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012 ADD Centro



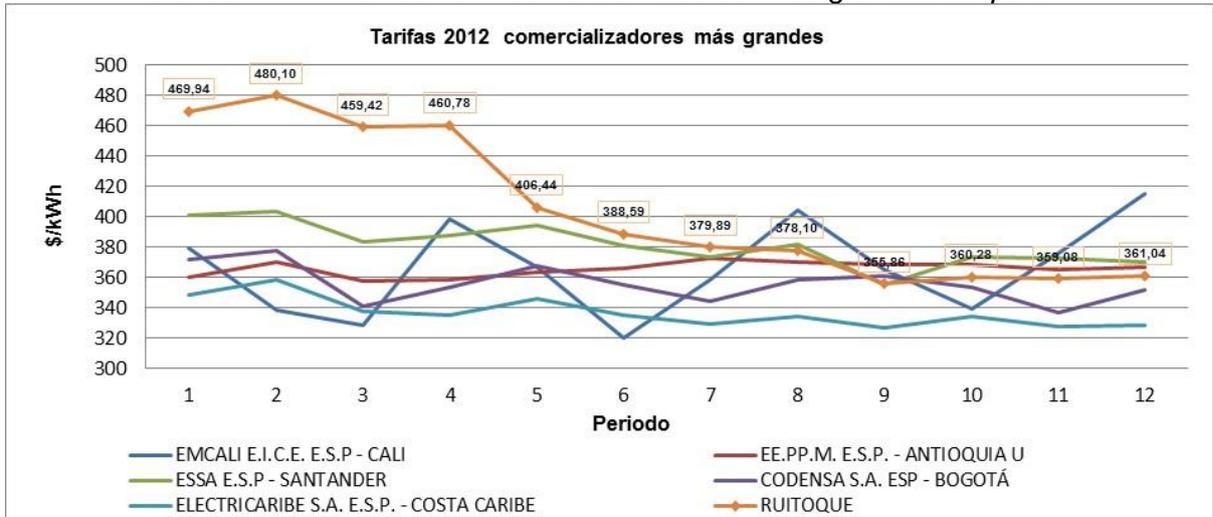
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.10, se concluye que la empresa pasó de ocupar la primera posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la octava, lo cual es apenas comprensible toda vez que su tarifa tuvo una disminución del 23%.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.

De la gráfica 4.2.11 se infiere que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta en general, aunque es notoria la reducción a partir de mayo de 2012.

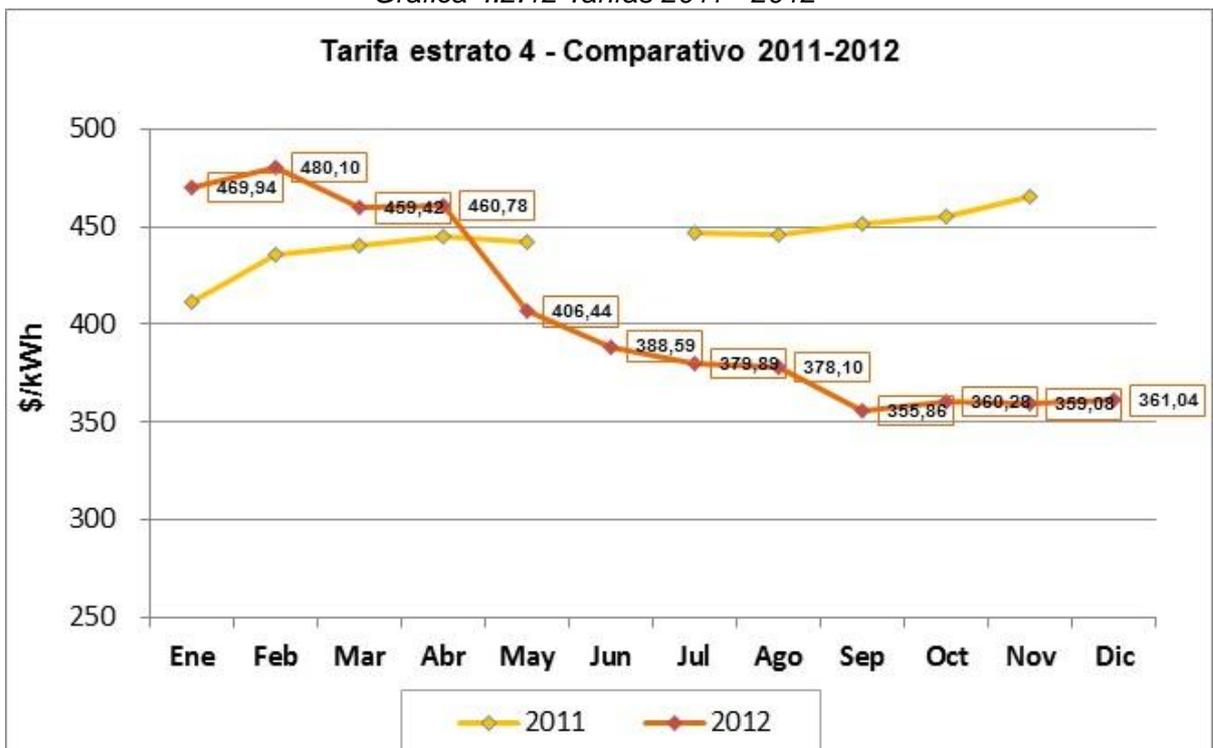
Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.12 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Como se anotó anteriormente, se destaca el descenso del valor de la tarifa a partir de mayo de 2012; en 2011, aunque no había mayor variación, la tendencia era creciente. Una vez conformado el ADD Centro, la tarifa de este prestador ha decrecido y se ha estabilizado alrededor de 360 \$/kWh.

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

La tabla 4.2.3., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.3 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 2	421.421	256.066
Total Subsidios	421.421	256.066
Estrato 6	180.865.354	124.209.304
Industrial	55.793	0
Comercial	74.598.603	51.161.837
Total Contribución	255.519.750	175.371.141
Déficit	255.098.329	175.115.075

Fuente: SUI

La estructura el mercado de esta empresa está conformada en su mayoría por usuarios del estrato 6 y comerciales, y pocos usuarios en el estrato 2, por lo anterior, se presenta superávit al efectuar el cruce entre los subsidios otorgados y los aportes solidarios recaudados.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el superávit del prestador disminuyó 31%, aproximadamente \$80 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 256 mil de pesos, de otro lado se facturaron contribuciones por un valor de \$175 millones los cuales fueron en su mayoría (71%) de los usuarios del estrato 6.

Al final de la vigencia el superávit fue de \$175 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$256 mil pesos y recaudar un total de \$175.371.141 millones por concepto de contribución.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	5%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	12,7	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	56,8	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	67,5	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,34	No cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa Ruitoque SA ESP, cumple solamente con un indicador de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

El indicador más ineficiente es el margen operacional el cual se ubica en la cuarta parte de solicitado por la resolución CREG 034, para lo cual es necesario que la empresa implemente políticas de ajuste de costos operacionales con relación a sus ingresos, el indicador de razón corriente viene presentando un repunte hacia el indicador establecido, reflejando una mejora con respecto a la vigencia 2011.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1 Oportunidad de cargue

La Empresa Ruitoque S.A ESP, presenta los siguientes formatos pendientes de cargue para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue.

FORMATO	PERIODICIDAD	PERIODO	RESOLUCIÓN
FORMATO 2	Mensual	5	20121300017645
FORMATO 2	Mensual	2	20121300017645
FORMATO 2	Mensual	1	20121300017645
FORMATO 3	Mensual	2	20121300017645
FORMATO 3	Mensual	5	20121300017645
FORMATO 3	Mensual	1	20121300017645
FORMATO 17	Anual	1	20102400008055
FORMATO 18	Anual	1	20102400008055
FORMATO 25	Mensual	2	20111300003995
FORMATO 25	Mensual	1	20111300003995
MATRIZ DE RIESGO ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
COSTOS Y GASTOS ENERGÍA	Semestral	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
CUENTAS POR COBRAR ENERGÍA RES 2395	Semestral	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
CUENTAS POR COBRAR ENERGÍA RES 2395	Semestral	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
CUENTAS POR PAGAR ENERGÍA RES 2395	Semestral	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 2395 - 2005
CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGÍA RES 2395	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
NOVEDADES PDF ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
ORGANIGRAMA PDF ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS PDF ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGÍA	Anual	1	RESOLUCION SSPD 25985 - 2006
FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P	Mensual	9	20121300017645
FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P	Mensual	10	20121300017645
FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P	Mensual	10	20121300017645
FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P	Mensual	9	20121300017645

Fuente SUI

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

6.2 Calidad de la información comercial residencial

Tabla 6.2. Usuarios por estrato.

	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene					
Feb					
Mar	2	657	1,026	587	1,227
Abr	2	657	1,026	587	1,232
May					
Jun	2	657	1,026	587	1,239
Jul	2	657	1,028	588	1,246
Ago	2	657	1,026	587	1,248
Sep	2	-	-	-	754
Oct	2	-	-	-	757
Nov	2	657	1,026	640	1,254
Dic	2	657	1,026	645	1,256

Fuente SUI

Tabla 6.3. Consumo por estrato.

	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene					
Feb					
Mar	229	56,659	122,908	98,936	290,053
Abr	251	62,299	121,667	96,172	296,197
May					
Jun	260	64,035	121,102	96,898	304,594
Jul	262	70,146	126,288	101,367	309,329
Ago	284	71,297	127,445	99,084	313,655
Sep	281	-	-	-	225,077
Oct	273	-	-	-	217,652
Nov	227	68,875	124,126	98,970	306,892
Dic	232	78,924	133,779	114,063	374,388

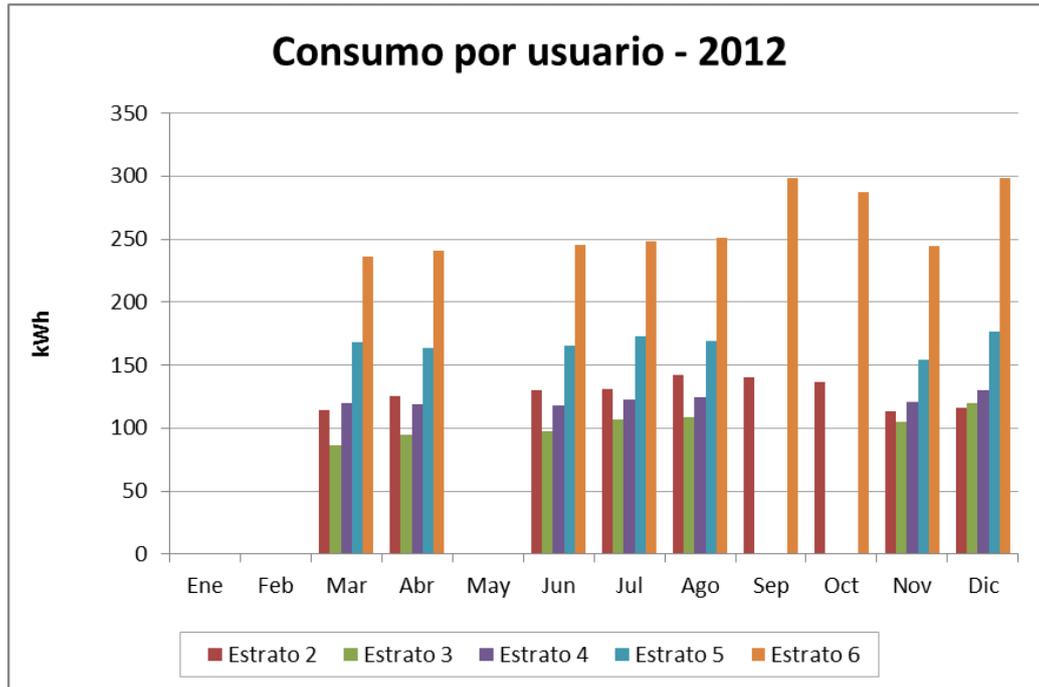
Fuente SUI

Tabla 6.4. Consumo medio (kWh/usuarios)

	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene					
Feb					
Mar	114.50	86.24	119.79	168.55	236.39
Abr	125.50	94.82	118.58	163.84	240.42
May					
Jun	130.00	97.47	118.03	165.07	245.84
Jul	131.00	106.77	122.85	172.39	248.26
Ago	142.00	108.52	124.22	168.80	251.33
Sep	140.50				298.51
Oct	136.50				287.52
Nov	113.50	104.83	120.98	154.64	244.73
Dic	116.00	120.13	130.39	176.84	298.08

Fuente SUI

Grafico 6.1. Consumo medio residencial



Fuente SUI

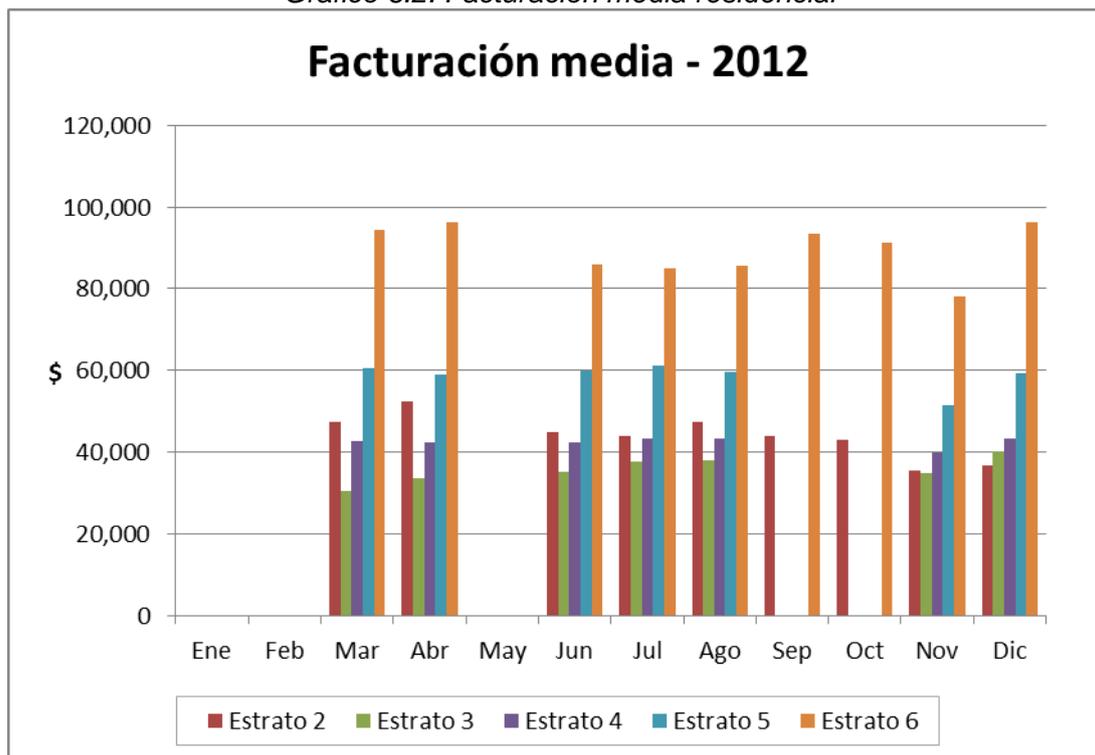
Para este caso, se evidencia que los formatos comerciales están de baja calidad para los períodos de Septiembre y Octubre de 2012.

Tabla 6.5 Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene					
Feb					
Mar	47,525	30,406	42,579	60,502	94,374
Abr	52,258	33,654	42,344	58,983	96,419
May					
Jun	44,744	35,031	42,410	59,813	86,061
Jul	44,044	37,561	43,188	61,022	84,988
Ago	47,500	38,129	43,398	59,514	85,643
Sep	43,843				93,349
Oct	43,158				91,096
Nov	35,518	34,797	39,870	51,323	78,212
Dic	36,736	40,315	43,402	59,374	96,316

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial



Fuente SUI

6.3 Calidad de la información no residencial

Tabla 6.6 Usuarios por sector

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene			
Feb			
Mar	349	39	2
Abr	343	36	2
May			
Jun	337	37	2
Jul	339	37	2
Ago	337	37	2
Sep	112	6	2
Oct	107	6	2
Nov	339	36	2
Dic	337	36	2

Fuente SUI

Tabla 6.7 Consumo por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene			
Feb			
Mar	2,942,951	1,529,789	6,899
Abr	2,818,124	1,336,539	4,370
May			
Jun	2,928,163	1,431,465	4,886
Jul	3,006,870	1,476,591	5,439
Ago	3,041,820	1,595,555	5,361
Sep	951,336	581,591	5,317
Oct	889,546	542,470	5,345
Nov	2,698,911	1,409,885	5,153
Dic	2,660,934	1,288,106	5,185

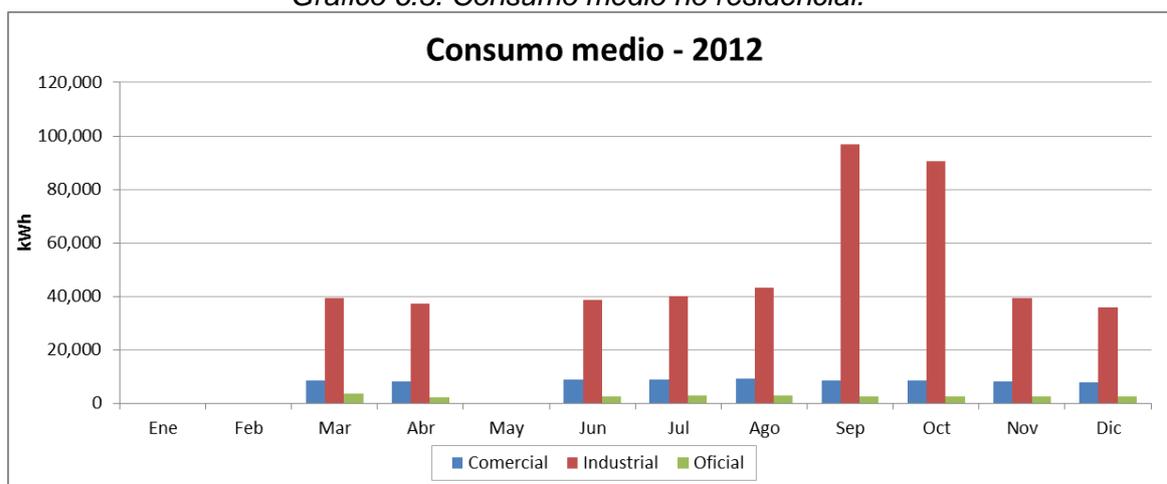
Fuente SUI

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial. (kWh/usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene			
Feb			
Mar	8,432.52	39,225.36	3,449.50
Abr	8,216.10	37,126.08	2,185.00
May			
Jun	8,688.91	38,688.24	2,443.00
Jul	8,869.82	39,907.86	2,719.50
Ago	9,026.17	43,123.11	2,680.50
Sep	8,494.07	96,931.83	2,658.50
Oct	8,313.51	90,411.67	2,672.50
Nov	7,961.39	39,163.47	2,576.50
Dic	7,895.95	35,780.72	2,592.50

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



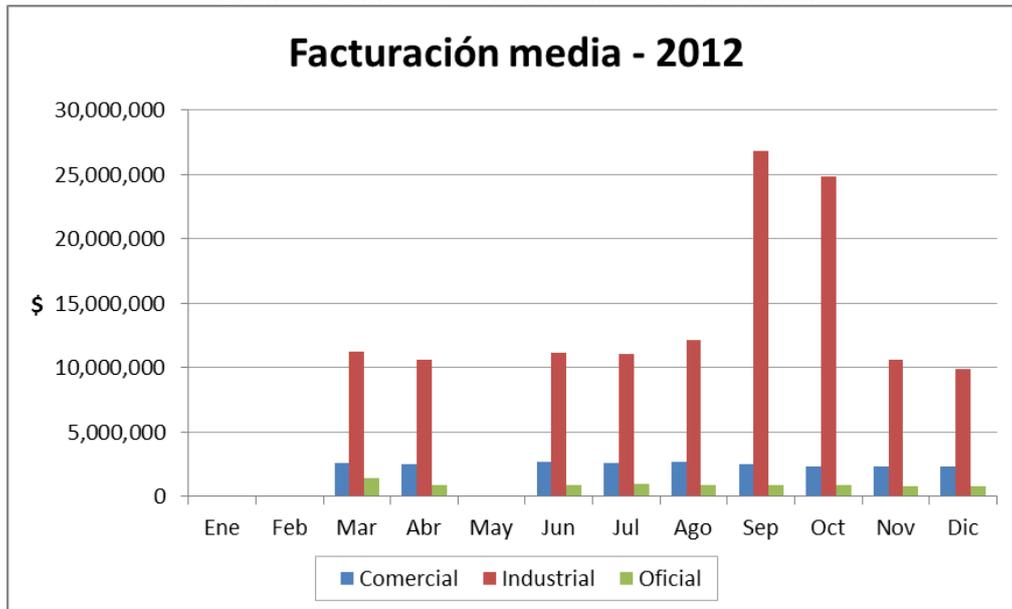
Fuente SUI

Tabla 6.9. Facturación media no residencial (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene			
Feb			
Mar	2,569,062.25	11,192,188.49	1,431,776.00
Abr	2,529,094.67	10,616,402.64	909,827.00
May			
Jun	2,664,526.96	11,109,066.65	840,841.00
Jul	2,616,513.11	11,093,974.05	914,329.00
Ago	2,706,108.20	12,144,870.14	896,632.00
Sep	2,495,214.77	26,865,167.17	829,582.50
Oct	2,333,015.12	24,851,310.17	844,984.00
Nov	2,270,373.03	10,606,302.50	806,276.50
Dic	2,294,150.55	9,897,565.81	821,018.50

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

6.4 Mesas de ayuda

Tabla 6.10. Mesas de ayuda

APLICACIÓN	APOYO	ESTADO			
		ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA POR ESCALAR REPLICADA
AMPLIACION PLAZO				1	
CAMBIO DE DATOS				3	
CARGUE MASIVO				23	
FABRICA				5	
INFORMACION GENERAL				1	
MODELO GENERAL CONTABILIDAD (MGC)				1	
MOVET				2	
RUPS		1		1	
SITIO SUI				7	1
VALIDADOR				1	

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones RUITOQUE S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los ingresos operacionales tuvieron un descenso considerable del 39,22%, decrecimiento soportado por una reclasificación de ingresos por STN, STR , ADD y SDL a las cuentas de pasivo Recaudos a favor de Terceros.

Por la nueva estructura del ingreso, el costo tuvo un comportamiento similar descendiendo en un 40%.

La cartera del servicio evidencia un comportamiento de disminución, lo que se ve reflejado en un mejor recaudo y un pequeño aumento de la liquidez de la compañía.

Desde abril de 2012, Ruitoque S.A. E.S.P., hace parte de la ADD Centro acorde con la expedición de la Resolución 180574 de 2012, dando cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales.

Acorde con la estructura de usuarios de la empresa y según el reporte de la información de subsidios y contribuciones es necesario requerir al prestador que informe y publique las tarifas calculadas y aplicadas para el estrato 2.

El prestador continúa presentando un comportamiento superavitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Para el 2012, la empresa presentó un superávit de \$175 millones.