

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER 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, Agosto de 2013**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: NEXIA INTERNATIONAL MONTES & ASOCIADOS SAS

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP se constituyó en el año 1952 para desarrollar las actividades de **comercialización, distribución y transmisión de Energía Eléctrica en el sistema interconectado**, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ **7.591.149.725** y tiene su sede principal en la ciudad de Cúcuta. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día junio 28 de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. ESP
Sigla	CENS S.A. ESP
Nombre del gerente	Rangel Becerra Luis Alberto

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$800.499.783.559	\$1.126.478.041.959	-28,94%
Activo Corriente	\$133.534.693.007	\$147.072.611.719	-9,20%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$229.890.796.450	\$221.843.068.914	3,63%
Inversiones	\$2.076.322.425	\$9.621.147.059	-78,42%
Pasivo	\$345.395.546.309	\$297.163.399.595	16,23%
Pasivo Corriente	\$91.210.550.815	\$86.125.280.907	0,00%
Obligaciones Financieras	\$80.845.622.000	\$50.000.000.000	0,00%
Patrimonio	\$455.104.237.250	\$829.314.642.364	-45,12%
Capital Suscrito y Pagado	\$7.591.149.725	\$15.182.299.450	-50,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 800.499 millones, presentando un descenso de 28,94% con respecto al año anterior, vigencia en el cual se posicionaba en \$1.126 millones, este decrecimiento se dio como resultado a la reducción de la cuenta de otros activos, rubro de valorizaciones que pasó de \$ 695.940 millones a \$ 403.865 millones.

El disponible presenta una disminución con respecto al año 2011 de \$ 17.728 millones, ubicándolo en \$42.933 millones para el año 2012, como resultado del menor valor en las cuentas de ahorro, las inversiones presentan una baja de \$ 7.544 millones, posicionándose para la vigencia 2012 en \$ 2.076 millones, este comportamiento fue ocasionado por el descenso de las inversiones en renta variable.

La cartera del servicio presenta un crecimiento de 9,04% equivalente a \$ 11.903 millones, ubicándose en la vigencia 2012 en \$ 95.727 millones, la provisión de deudores correspondiente al servicio de energía situó en \$ 14.925 millones, 1.133 millones superior a la vigencia anterior.

La propiedad planta y equipo presento un ascenso de \$ 8.047 millones, relacionados con las cuenta redes líneas y cables y edificaciones, ubicándola para la vigencia 2012 en \$ 229.890 millones, 3,63% más que la vigencia 2011.

Los Pasivos se incrementaron en 16.23% ubicándose en \$ 345.395 millones, este mayor valor del pasivo está relacionado con el aumento de las obligaciones financieras (financiamiento externo, banca comercial), que presentaron un crecimiento de \$ 30.000 millones situándolas en \$ 80.000 millones.

Los pasivos estimados y provisiones presentaron un comportamiento hacia el alza, relacionado con el mayor valor causado por la provisión de renta y complementarios, este rubro se ubicó en \$ 19.060 millones, 12.399 millones mayor que la vigencia 2011.

Las Cuentas por pagar presentaron una disminución de 1,98% con relación al año 2011 posicionándose en \$ 49.619 millones, en donde los impuestos por pagar al patrimonio fueron los que ocasionaron la reducción con un decrecimiento de \$ 2.457 millones para ubicarse en \$ 4.914 millones.

Los otros pasivos presentaron un descenso de \$ 630 millones equivalente a 3,71% menor que la vigencia 2011, este recorte estuvo ligado al menor valor registrado en los recaudos a favor de terceros (convenios alumbrado público).

El patrimonio presentó un deterioro de \$ 374.210 millones con respecto a 2011, ubicándose en \$ 455.104 millones en 2012, soportado en el menor registro de las cuentas de superávit por valorizaciones, comportamiento que es directamente proporcional al de la cuenta del activo valorizaciones que tiene una disminución en la misma medida.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$ 12.000.000.000 acciones comunes con un valor nominal de \$ 5 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012 un total de 3.036.459.890 acciones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 56,9% de los fondos son propios y el 43,1% restante es aportado por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución estos para el 2012 fueron de \$ 459.426 millones, presentando un incremento del 10,23% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el negocio de comercialización.

A cerca del aumento de los ingresos el Auditor Externo de Gestión de Resultados (AEGR) explica en su reporte de viabilidad financiera:

“El incremento en ventas se originó básicamente por los mayores consumos de energía en cliente del sector residencial (especialmente los estratos 1 y 2) y algunos clientes empresariales como Ecopetrol, Cerámica Italia y Aguas Capital Cúcuta”

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$459.426.989.028	\$416.793.386.764	10,23%
COSTOS OPERACIONALES	\$341.037.751.613	\$323.465.366.945	5,43%
GASTOS OPERACIONALES	\$93.113.189.082	\$74.791.693.573	24,50%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$25.276.048.333	\$18.536.326.246	36,36%
OTROS INGRESOS	\$20.321.965.245	\$12.851.204.441	58,13%
OTROS GASTOS	\$8.518.679.209	\$10.325.300.483	-17,50%
GASTO DE INTERESES	\$5.149.872.000	\$3.686.741.666	39,69%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$37.079.334.369	\$21.062.230.204	76,05%

Fuente: SUI

A cerca del aumento de los ingresos el Auditor Externo de Gestión de Resultados (AEGR) explica en su reporte de viabilidad financiera:

“El incremento en ventas se originó básicamente por los mayores consumos de energía en cliente del sector residencial (especialmente los estratos 1 y 2) y algunos clientes empresariales como Ecopetrol, Cerámica Italia y Aguas Capital Cúcuta”

Fuente: SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 74,23% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 5,43% con respecto al año anterior, pasando de \$ 323.465 millones en el 2011 a \$ 341.037 millones en el 2012, en donde el costos de bienes y servicios para la venta corresponden el 73%, y en ellos sobresalen las compras en bloque y/o a largo plazo con \$ 148.846 millones, las compras en bolsa y/o a corto plazo con \$ 38.738 millones y el uso de líneas redes y ductos con \$ 54.675 millones.

Los gastos ascendieron en 19,40%, pasando de \$ 85.117 millones a \$ 101.631 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 61%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 30% quedando los otros gastos con una participación del 9% del total de los gastos de la compañía

Los gastos de administración se incrementaron \$ 3.544 millones ubicándolos en \$ 62.245, sobresaliendo las comisiones, honorarios y servicios que presentan \$ 2.596 millones más que la vigencia 2011, así como el del impuesto al patrimonio que presentó un mayor valor de \$ 1.178 millones.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento presentaron un crecimiento del 91%, posicionándose en \$ 30.867, dentro de los que se destaca la provisión para el impuesto de renta y complementarios con \$ 24.330 millones del total del rubro.

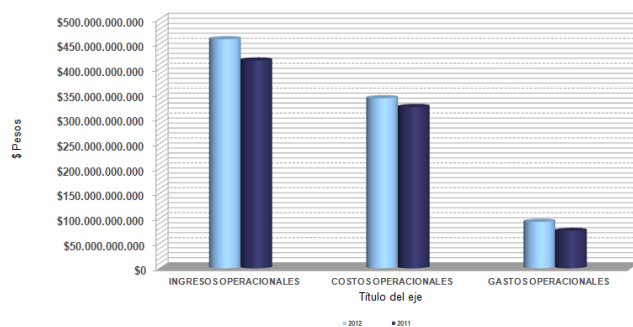
En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 341.037 millones, presentando un incremento con respecto al 2011 del 36,36%, año en el que se ubicaban en \$ 323.465, respaldado principalmente por el aumento de ingresos de comercialización.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 20.322 millones presentando un ascenso del 58,13% con relación a la vigencia 2011, vigencia en la que se ubicaban en \$ 12.851 millones, este crecimiento se efectuó como resultado del alza en la cuenta de

recuperaciones, la cual presentó un mayor valor de \$ 5.225 millones. Los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$ 11.782 millones para el 2012, \$ 641 millones más que en el 2011.

Los Gastos no Operacionales en 2012 se ubicaron en \$ 8.518 millones, decreciendo 17,5% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros (intereses de deuda pública y comisiones) son los de mayor representación con \$ 8.262 millones.

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 1,46 veces, indicador que presenta un descenso de 0,24 veces con respecto al año anterior, este desmejoramiento corresponde a:

“para el 2012 se tenía planteado el traslado de recursos por \$100.000 millones para atender el proceso de escisión. Además en este mismo periodo se da el pago dividendos decretados en 2011 en cuantía de \$19.214 millones de igual forma el pago de impuesto de renta por \$7.470 millones, así como un pronto pago realizado a Emgesa en diciembre por concepto de compra de energía, en la suma de \$ 6.753 millones, el cual debía ser cancelado en enero de 2013 por lo cual, disminuyen los activos corrientes en sus componentes de efectivo e inversiones de renta fija los cuales son utilizados”.

(Fuente SUI AEGR)

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 3,9 días pasando de 73,8 días en 2011 a 69,9 días en 2012, la prestadora revela una leve mejoría en este indicador, sin embargo es necesario que la prestadora establezca mecanismos de mejora en el recaudo.

La Empresa tarda 43,7 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 1,8 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 45,5 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 43,1%, en el cual refleja un crecimiento de 16,8% con respecto al año anterior, año en el cual se ubicaba en 26,4%, este aumento es resultado del mayor valor en las obligaciones financieras y los pasivos estimados y provisiones (impuesto de renta y complementarios).

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,46	1,71
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	69,9	73,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	43,7	45,5
Activo Corriente Sobre Activo Total	16,68%	13,06%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	43,1%	26,4%
Patrimonio Sobre Activo	56,9%	73,6%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	26,4%	29,0%
Cobertura de Intereses – Veces	11,4	12,3
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	93.821.615.354	72.570.726.036
Margen Operacional	20,4%	17,4%
Rentabilidad de Activos	11,7%	6,4%
Rentabilidad de Patrimonio	22,2%	8,9%

Fuente: SUI

Por otro parte el 56,9% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que decreció con respecto al 2011, debido a la disminución del patrimonio, ocasionado principalmente en la reducción del superávit por valorización en 2012.

El Pasivo corriente representa el 26,41% del total de los Pasivos, el 73,59% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 67% corresponde a pasivos estimados y provisiones y el 28% corresponden a obligaciones financieras.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 93.821, el cual presentó un incremento de \$ 21.251 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del aumento de los ingresos operacionales en el negocio de comercialización.

EL margen operacional en 2012 fue de 20,4%, presentando un incremento de 3,01% con respecto al año 2011, como resultado del aumento del Ebitda de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 17,4%.

La rentabilidad de los Activos aumento 5,28% con respecto al año anterior ubicándose en 11,7%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 13,33% con respecto a la vigencia anterior siendo de 22,2% para el año 2012.

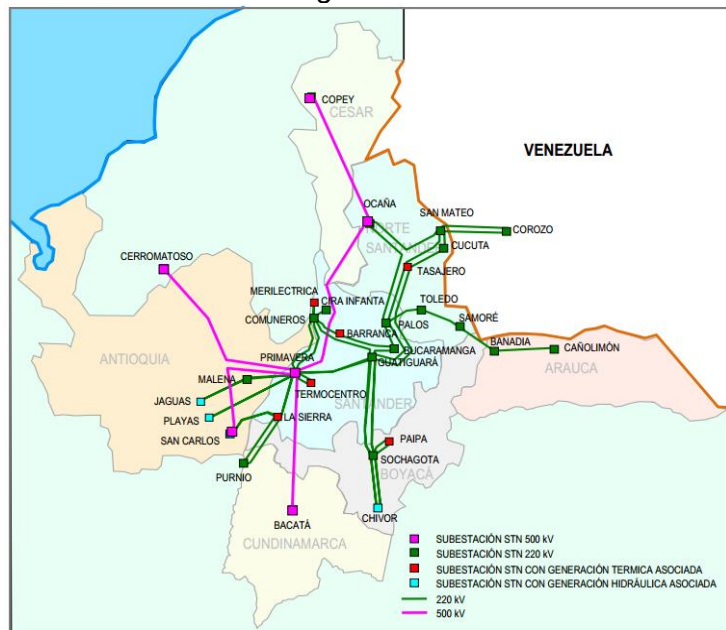
3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

Descripción de la infraestructura

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. – CENS S.A. E.S.P., pertenece al sistema Nordeste, está conectada al SIN a través de las subestaciones de Belén, Tasajero (municipio de San Cayetano), y Ocaña, e interconectada al sistema eléctrico de Venezuela a través de un doble circuito a 230 kV, que interconectan las

subestaciones de Corozo ubicada en Venezuela y San Mateo ubicada en el municipio de Cúcuta.

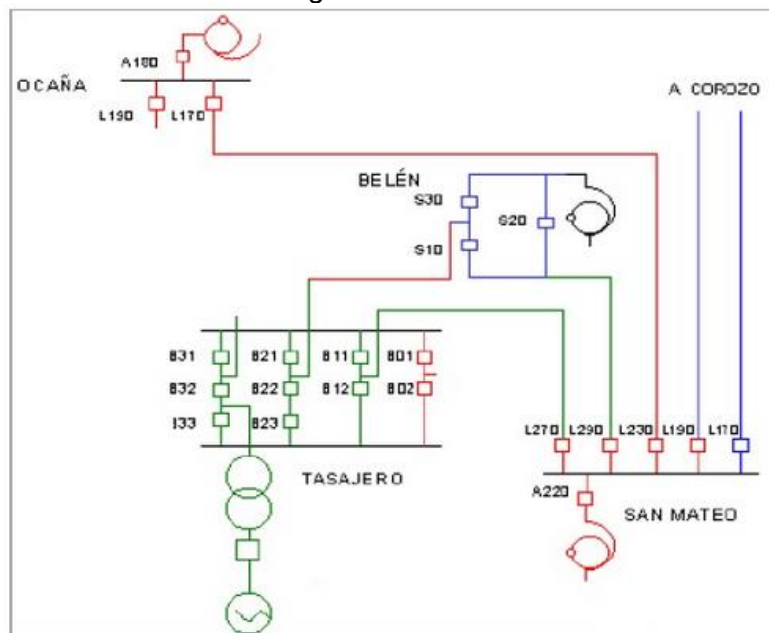
Grafica 3.1. Diagrama Sistema Nordeste.



Fuente: Anexo oportunidades de conexión Tasajero Distasa 2012

En el barraje de 230 kV de la subestación San Mateo están conectadas las subestaciones de Ocaña, Corozo 1, Corozo2, Belén, y Tasajero, formando un anillo de tensión a 230 KV para mejorar la confiabilidad del sistema de suministro eléctrico en la ciudad de Cúcuta.

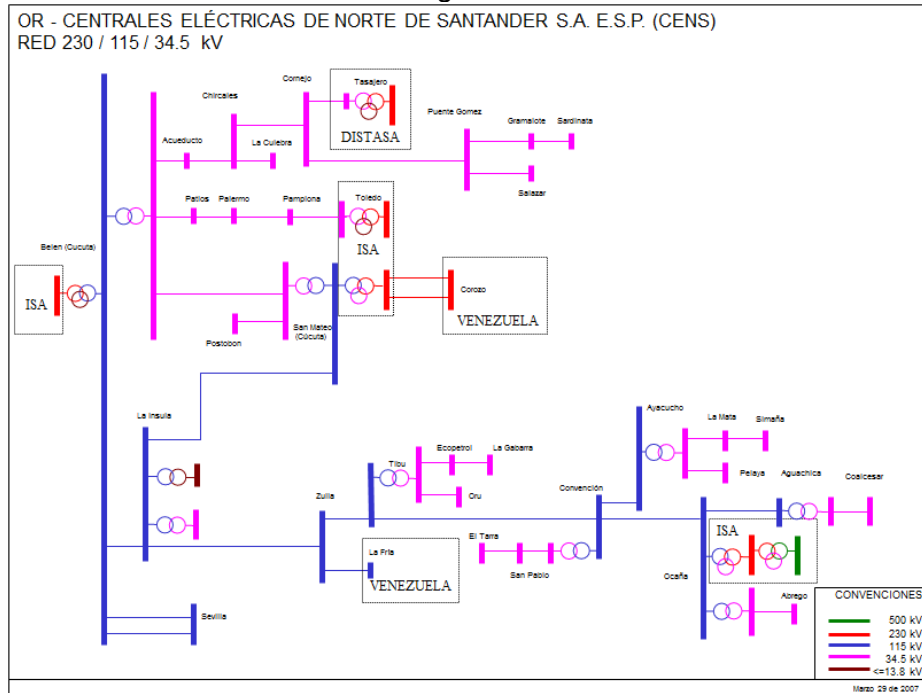
Grafica 3.2. Diagrama Anillo a 230 kV CENS



Fuente: CENS

A continuación se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de CENS S.A E.S.P

Grafica 3.3. Diagrama Unifilar CENS



Longitud de circuitos por nivel de tensión

La longitud de las líneas por nivel de tensión, que atiende CENS S.A. E.S.P, se muestra enseguida.

Tabla 3.1 Longitud líneas por nivel de tensión

Nivel de tensión	Longitud de circuitos [Km]
Nivel 1	11286
Nivel 2	9619
Nivel 3	507
Nivel 4	358
Total	21770

Fuente: SUI

Número de circuitos:

Tabla 3.2 Circuito por nivel de tensión

Nivel de tensión (kV)	Número de circuitos
13.8	103
34.5	25
115	13
230	1

Fuente: SUI

Cuenta con 16367 transformadores de distribución con una capacidad total de 808 MVA.

Inversiones

Proyectos en ejecución

Centrales Eléctricas de Norte de Santander desde la Subgerencia de Transmisión y distribución ha liderado la ejecución de las inversiones en la infraestructura de su sistema con el fin de mejorar la cobertura, hacer una entrega de energía a sus

usuarios finales de manera oportuna, mejorar la calidad del servicio, disminuir las pérdidas de energía y ser así más eficientes, cumpliendo con las necesidades del servicio, con las políticas empresariales y con los entes regulatorios.

Para el año 2012 el presupuesto total asignado de inversión en las áreas lideradas por la Subgerencia de Transmisión y Distribución ascendió a \$30.371 millones de pesos moneda colombiana.

El Direccionamiento Estratégico de la Empresa establecido en el año 2011 direcciono el 66% de los recursos hacia infraestructura dando especial interés a la Reposición y Modernización.

Durante el año 2012 Centrales eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., adelantó los siguientes proyectos:

Tabla 3.3. Proyectos en Ejecución 2012

PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	ESTADO
Adquisición de cinco 5 estructuras metálicas para líneas de transmisión 115 KV con destino a la reposición de torres pertenecientes al circuito Convención Tibú	Adquirir elementos metálicos torres para la reposición de cinco 5 estructuras pertenecientes al circuito Convención Tibú 132 133 134 135 y 136 las cuales se encuentran actualmente en tubería metálica provisional	EL TARRA	14/09/2012	16/11/2012	FI
Adquisición de cuatro 4 estructuras metálicas para línea de transmisión 115 KV con destino a la reposición de torres pertenecientes al circuito Planta Zulia Tibu	Adquirir elementos para la reposición de cuatro 4 estructuras pertenecientes al circuito Planta Zulia Tibu 149 154 182 y 192 las cuales se encuentran actualmente en tubería metálica provisional	TIBÚ	21/11/2011	30/01/2012	FI
Adquisición de materiales eléctricos para la reposición de cinco 5 estructuras metálicas para líneas de transmisión 115 KV con destino a la reposición de torres pertenecientes al circuito Convención Tibu	Adquirir materiales eléctricos para la reposición de cinco 5 estructuras pertenecientes al circuito Convención Tibu 132 133 134 135 y 136 las cuales se encuentran actualmente en tubería metálica provisional	EL TARRA	02/11/2012	14/12/2012	FI
Certificación de Conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE para la subestación Eléctrica de Atalaya 34500 13200 V	CENS SA ESP como propietario y constructor de las instalaciones eléctricas de la subestación Atalaya requiere demostrar el cumplimiento de esta normatividad mediante la evaluación y expedición del Certificado de conformidad respectivo	CUCUTA	12/08/2011	01/03/2012	EE
Compra según 070 de 98 activos de conjunto cerrado punta gaviotas	Ampliación de cobertura del SDL	VILLA DEL ROSARIO	02/03/2011	23/11/2012	FI
Compra venta de dispositivos de comunicación	Adquisición de 12 dispositivos para integrar los dispositivos pendientes ubicados en las diferentes subestaciones	CUCUTA, CONVENCION TIBU BOCHALEMA	04/09/2012	28/12/2012	EE
Compra venta de reconectores	Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico				AL
Construcción de obras civiles y eléctricas para la estabilización de cimentación de estructuras	Estabilizar estructuras	CUCUTA VILLA DEL ROSARIO EL TARRA Y TIBÚ	28/06/2012	14/12/2012	EE
Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio EPM Departamento NS	Expansión de redes en área rural y conexión nuevos usuarios	VARIOS MUNICIPIOS	03/03/2010		EE
Consultoría para el diseño y remodelación de la línea de transmisión a 115000 V circuito Belén a Ínsula tramo Se Sevilla a Se Ínsula	Recomendaciones técnicas y valoración de rutas y trazados de líneas a 115 kV que permitan la remodelación del circuito 115 kV Belén a Ínsula de propiedad de CENS SA ESP	CUCUTA	15/09/2011	10/05/2012	FI
Expansión de redes Regional, Cúcuta, Ocaña, Aguachica,	Atención de nuevas solicitudes y ampliación de cobertura	VARIOS MUNICIPIOS	23/06/2011	30/01/2012	FI
Expansión de redes zona 1 y zona 2	Atención de nuevas solicitudes y ampliación de cobertura	VARIOS MUNICIPIOS	07/05/2012	28/12/2012	FI

PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	ESTADO
Licencia para la intervención del espacio público para ejecutar la remodelación de la línea de transmisión a 115 KV circuito Belén a Ínsula tramo Redoma Aeropuerto a Redoma Cárcel Modelo correspondiente al área de Planeación del municipio de Cúcuta	Cumplir con los requisitos exigidos por Planeación Municipal de Cúcuta para permitir el desarrollo del proyecto de remodelación de la línea de transmisión de acuerdo con los parámetros legales de construcción de obras	CUCUTA	17/08/2012	28/08/2012	FI
Interventoría técnica administrativa y financiera a obras de cimentación y estabilización de estructuras a 115 y 230 KV pertenecientes al STR de CENS SA ESP	Contratación de interventoría para control seguimiento y ejecución de obras civiles dirigidas al STR de CENS SA ESP	VARIOS MUNICIPIOS	20/06/2020		EE
PROYECTO CAMBIO E INTEGRACION RELE DE PROTECCION CON PROTOCOLO 61850	Adquisición de 17 relés de Control y protección con protocolo 61850 para cambio en subestaciones	CUCUTA	28/06/2011		EE
PROYECTO CAMBIO E INTEGRACION RELE DE PROTECCION CON PROTOCOLO 61850	Adquisición de 2 relés de Control y protección con protocolo 61850 para cambio en subestaciones	CUCUTA	23/06/2011	05/12/2012	FI
PROYECTO CAMBIO E INTEGRACION RELE DE PROTECCION DISTANCIA	Adquisición de 2 unidades de control y protección distancia para cambio en subestación	CUCUTA	23/08/2011		AL
Remodelación de Redes de Baja Tensión y traslado de las cajas de distribución de acometidas al vano en circuitos ya remodelados según CONTRATO 3620192011	Ejecución de actividades para el control y reducción de pérdidas de energía y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cúcuta y demás áreas que entren a ser atendidas en el futuro	VARIOS MUNICIPIOS	01/01/2020	31/12/2012	FI
REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO DISTANCIAS DE SEGURIDAD RETIE Y ALTAS PERDIDAS	VARIOS MUNICIPIOS	12/04/2012		EE

Fuente: SUI

Estado del proyecto: FI: Finalizado, AP: Aplazado, AL: Alistamiento, EE: En ejecución

El área de distribución eléctrica ha llevado a cabo algunos proyectos de Expansión y Remodelación de redes, resumen de los cuales, se encuentran relacionados en la siguiente tabla.

Tabla 3.4. Proyectos de Expansión en ejecución

Expansiones - Redes primarias						
	Regional	km proyectados al 15/12/2012	km expansión 30/10/2012	% de avance	Número de postes de 12 metros instalados	Número de transformadores de distribución instalados
Zona 1	Cúcuta	8.6	4.26	49.53%	50	28
	Pamplona	1.3	0.86	66.15%	15	2
	Tibú	0.7	0.11	15.71%	8	4
Zona 2	Ocaña	1.5	1.5	100.00%	50	2
	Aguachica	2.94	0.57	19.39%	5	1
Total		15.04	7.3	48.54%	128	37

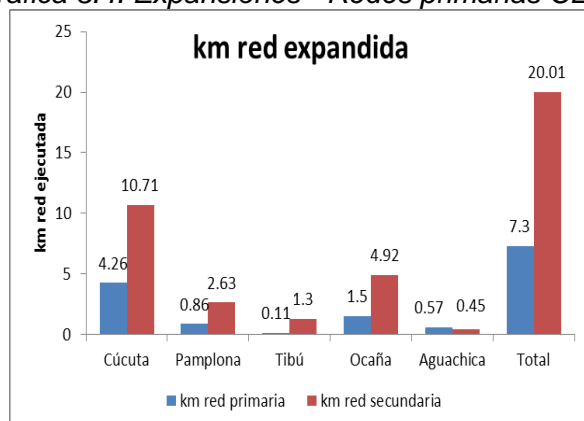
Fuente: AEGR

Tabla 3.5. Proyectos de Remodelación de Redes en ejecución

Expansiones - Redes secundarias							
	Regional	km proyectados al 15/12/2012	km expansión 30/10/2012	% de avance	Número de postes de ocho metros instalados	Número de postes de ocho metros proyectados	Usuarios beneficiados
Zona 1	Cúcuta	20.2	10.71	53.02%	370	50	320000
	Pamplona	1.7	2.63	154.71%	70	15	190000
	Tibú	1.7	1.3	76.47%	45	10	110000
Zona 2	Ocaña	4.92	4.92	100.00%	160	0	409000
	Aguachica	0.55	0.45	81.82%	6	0	100000
Total		29.07	20.01	68.83%	651	75	1129000

Fuente: AEGR

Grafica 3.4. Expansiones - Redes primarias CENS



FUENTE: AEGR

Tabla 3.5. Proyectos de Remodelación de Redes primarias en ejecución

Remodelaciones - Redes primarias							
Regional		km proyectados al 15/12/2012	km remodelados 30/10/2012	% de avance	Número de postes de 12 metros instalados	Número de postes de 14 metros instalados	Número de transformadores de distribución instalados
Zona 1	Cúcuta	11.97	6.47	54.05%	208	8	30
	Pamplona	3.1	2.03	65.48%	42	0	8
	Tibú	1	0.6	60.00%	22	0	5
Zona 2	Ocaña	1.161	0.541	46.60%	22	2	3
	Aguachica	2.199	1.579	71.81%	16	0	16
Total		19.43	11.22	57.75%	310	10	62

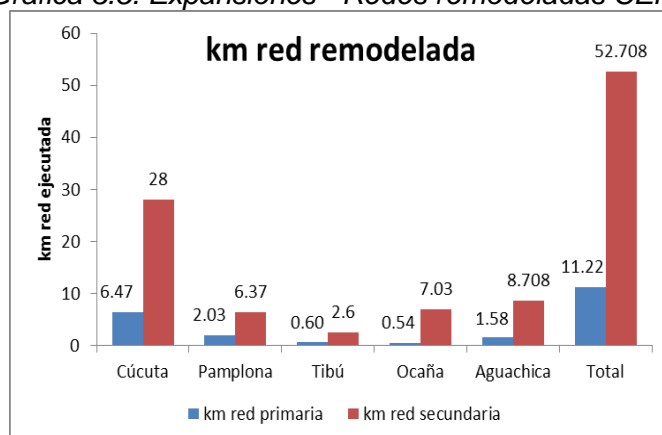
FUENTE: AEGR

Tabla 3.6. Proyectos de Remodelación de Redes secundarias en ejecución

Remodelaciones - Redes secundarias							
Regional		km proyectados al 15/12/2012	km remodelados 30/10/2012	% de avance	Número de postes de ocho metros instalados	Número de postes de ocho metros proyectados	Usuarios beneficiados
Zona 1	Cúcuta	31.5	28	88.89%	730	50	650
	Pamplona	7.8	6.37	81.67%	141	11	180
	Tibú	3	2.6	86.67%	84	0	68
Zona 2	Ocaña	8.09	7.03	86.90%	143	17	60
	Aguachica	9.768	8.708	89.15%	171	8	200
Total		60.158	52.708	87.62%	1269	86	978

FUENTE: AEGR

Grafica 3.5. Expansiones - Redes remodeladas CENS



Fuente Informe AEGR

Mantenimiento y operación

El área de distribución eléctrica ADE ha presentado para el año 2012 mejora en la programación del plan de mantenimiento que permite evidenciar las programaciones realizadas, la postergación de las mismas con las anotaciones correspondientes del incumplimiento a la programación, las reprogramaciones y las ejecuciones de las reprogramaciones. Ha estado más acorde con los recursos con que se cuenta para atender la etapa de mantenimiento estando dentro de los límites previstos en la meta proyectada. Así mismo CENS cuenta con indicadores de gestión que permiten realizar seguimiento a la efectividad en el avance de la ejecución del mantenimiento. Los indicadores miden la eficiencia en el cumplimiento de los mantenimientos en líneas energizadas, líneas desenergizadas, fallas en transformadores urbanos y rurales. Se ha notado mejoras y mayor organización en los procesos redundado en una mayor confiabilidad del servicio, así como mayor disponibilidad de personal para atender cada una de las actividades con perfiles claros y definidos como con la asignación de responsabilidades.

Igualmente CENS ha desarrollado una guía para la construcción de los planes operativos para el proceso de mantenimiento del sistema de T&D donde se incluyen todas las actividades programadas a desarrollar en el año proyectado cumpliendo las siguientes actividades:

- Las actividades a incluir en el Plan Operativo deberán ser analizadas y evaluadas de acuerdo a la capacidad financiera (Presupuesto aprobado para el año en ejecución) y a la capacidad operativa del proceso de mantenimiento de T&D.
- Las actividades deberán ser proyectadas en el corto plazo y la limitante son 12 meses.
- Cada actividad definida deberá contar con un cronograma de ejecución ya sea diario, semanal, mensual o anual, en el cual se visualice las acciones y las fechas programadas para cada tarea a desarrollar.
- Para cada cronograma deberá incluirse metas trimestrales a fin de poder revisar y analizar el desarrollo de la ejecución y tomar los correctivos a tiempo.
- Se asignan responsables de la ejecución.

La auditoría ha encontrado en el planeamiento del cronograma de desconexiones programadas para la realización del mantenimiento a los circuitos de distribución, una mejor organización en la visualización de lo programado, ejecutado, reprogramado y reprogramado ejecutado; que permite apreciar de manera global la efectividad del mantenimiento y los comentarios correspondientes. Se aprecia que en el segundo trimestre la meta para cumplir 541 km recorridos no fueron alcanzados y solamente se ejecutó 316 km con un porcentaje del 58%, las observaciones realizadas evidenciadas en el mencionado cronograma refieren que para este trimestre no se había realizado la contratación del mantenimiento. Igualmente no se alcanzó la meta en el cuarto trimestre donde se llegó al 74%.

Específicamente en este último trimestre no se contó con material en bodega para dar cumplimiento a la programación realizada. La auditoría recomienda como mejora establecer el cronograma de mantenimiento considerando los tiempos críticos en la contratación de tal manera que sea viable el cumplimiento del plan anual de mantenimiento. Dar continuidad al programa de apertura de circuitos en coordinación con el Centro de Operaciones, Área de Subestaciones y Líneas (ASUL) y la referencia del IRAD en la calidad del servicio que se ha vuelto más exigente al aplicar el ITAD por compensación a los usuarios afectados con el nuevo esquema de incentivos y compensaciones.

Se evidencio que Centrales Eléctricas de Norte de Santander está cumpliendo con las normatividades y regulaciones que el Ministerio de Minas y Energía ha dispuesto para el sector eléctrico. Es así como se contrató la prestación de los servicios de la firma RETIE Ingeniería y Gestión Ltda. RIG para certificar la infraestructura eléctrica de acuerdo en un todo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Mantenimiento de subestaciones y líneas (ASUL).

El área de subestaciones y líneas –ASUL- es el proceso encargado de mantener en buenas condiciones de funcionamiento los transformadores de potencia y las líneas de nivel de tensión IV (115 y 230 Kv) para entregar un servicio de energía eléctrica a los usuarios finales con calidad, eficiencia, continuidad y dentro de los términos establecidos por los entes reguladores para satisfacción de sus clientes.

Para dar cumplimiento a las metas propuestas y a los direccionamientos de la organización, ASUL realiza en su proceso las actividades de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, pruebas fisicoquímicas y cromatografías, mantenimiento a los transformadores de potencia, análisis de termografía en las subestaciones, recuperación y/o realce de bases de concreto en estructuras metálicas asociadas al sistema de Transmisión regional, conexión directo del cable de guarda del sistema de transmisión a un sistema de puesta a tierra, revisión e intervención de circuitos asociados al sistema de transmisión regional

Tabla 3.7. Acciones realizadas por el área de subestaciones y líneas

Nombre de la acción	Descripción de la acción	Unidad de medida de la acción	Aspiración (META) de la acción o actividad	Fecha de ejecución		Ejecución de actividades	
				Inicio	Final	Unidad de Medida Ejecutada	Avance parcial de la acción
Mantenimiento preventivo subestaciones	Intervenciones de mantenimiento.	Número de mantenimientos	60	15/02/2012	30/12/2012	63	105%
	Ejecución de pruebas fisicoquímicas y cromatografías	Número de transformadores intervenidos	70	15/02/2012	30/12/2012	75	107%
	Mantenimiento de transformadores de potencia	Número de transformadores intervenidos	5	15/02/2012	30/12/2012	6	120%
	Análisis de termografía de subestaciones	Número de análisis realizados	60	02/01/2012	30/12/2012	46	77%
Mantenimiento de Líneas de Transmisión	Recuperación y/o realce de bases de concreto en estructuras metálicas asociadas al STR	Número de estructuras intervenidas	15	02/01/2012	30/12/2012	29	193%
	Conexión directo del cable de guarda del sistema de transmisión a un sistema de puesta a tierra.	Número de sistemas de puesta a tierra habilitados	20	01/03/2012	30/12/2012	1	5%
	Revisión e intervención de circuitos asociados al STR	Número de circuitos intervenidos	8	02/01/2012	30/12/2012	9	113%

Fuente Informe AEGR

Las actividades de mantenimiento preventivo llevadas a cabo con corte a diciembre de 2012 permiten evidenciar que se ejecutó 63 de las 60 programadas con un porcentaje de avance del 105%. Se llevó a cabo 75 pruebas fisicoquímicas y cromatográficas de las 70 programadas con un porcentaje de avance de 107%. Se realizó el mantenimiento a 6 transformadores de potencia con un porcentaje de efectividad del 120%. El Análisis de termografía en las subestaciones alcanzo el 46%. El número de estructuras intervenidas para la recuperación o realce de bases de concreto en estructuras metálicas fue de 29 para un porcentaje de avance del 193%. Los circuitos intervenidos durante el año 2012 fueron 9 respecto de los 8 programados para un 113% de ejecución. El conexión directo del cable de guarda del sistema de transmisión a un sistema de puesta a tierra al corte del ejercicio únicamente se realizó

1 de los 20 proyectados realizar en el presente periodo. El porcentaje de ejecución fue del 5%.

Durante el año 2012 se ha presentado fallas en interruptores de potencia en las subestaciones, fundamentalmente por problemas en el sistema hidráulico y fugas de gas SF₆, que le ha permitido direccionar su reposición hacia interruptores en vacío que garantizan la minimización de costos en mantenimiento.

CENS no ha sido ajena a los impactos por actos terroristas que le han sido propinados a su infraestructura eléctrica con las consecuencias económicas que representa para la empresa, donde, realizó reposición de 4 estructuras en 115 kV de un total de 10 afectadas por atentados terroristas durante el 2010 -2011 (AEGR)

Para los circuitos radiales y sin suplencias, se ha tomado la decisión de realizar apertura por 4 horas y utilizar todos los recursos necesarios durante este lapso de tiempo de tal manera que se minimicen los tiempos de interrupción para que no incidan en el cálculo del ITAD.

CENS S.A E.S.P., ya cuenta con 3 equipos de termografía y su operación está a cargo de personal de la empresa, lo que se ha constituido en un logro importante dentro del mantenimiento predictivo, permitiendo con antelación corregir situaciones presentadas en la infraestructura de puntos calientes que llevarían en otras condiciones a fallos del sistema, se realizan dos termografías anuales en subestaciones.

Calidad del servicio

La resolución CREG 097/2008 fijo la metodología para la aplicación de los nuevos cargos por uso para el actual periodo tarifario y estableció en el capítulo 11. Calidad del Servicio, un esquema de incentivos de acuerdo a su gestión de calidad.

La calidad del servicio en los sistemas de distribución local SDL se evalúa trimestralmente en términos de la Calidad Media brindada por el OR a sus usuarios conectados al nivel de Tensión 1 y de manera agregada en los niveles de tensión 2 y 3.

Para ello se ha determinado un Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada por cada unidad de energía suministrada por un OR, este nuevo esquema de incentivos y compensaciones se ha hecho más exigente para las Empresas de Energía puesto que obliga a estar más atentos en la indisponibilidad de los circuitos puesto que finalmente representa unos costos por compensación a los usuarios afectados con la prestación del servicio.

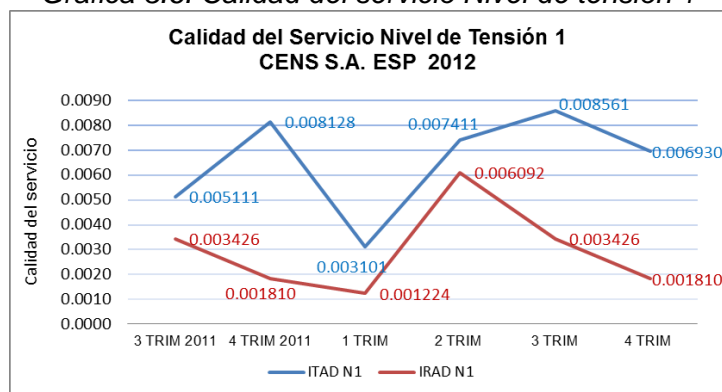
La CREG ha calculado el índice de referencia agrupado de la discontinuidad IRAD para Centrales Eléctricas de Norte de Santander con los datos suministrados por CENS partiendo de la información histórica de interrupciones y demás datos consignados en la base de datos de Calidad de Transformadores del SUI.

Las mejoras o desmejoras en esa calidad del servicio prestado por el OR referenciado hacia el nivel de referencia calculado por el ente regulador se determinan trimestralmente comparando el IRAD contra el índice trimestral agrupado de la discontinuidad ITAD que representa el índice de la calidad prestada durante el trimestre de cálculo.

La empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P., entró al esquema de incentivos y compensaciones establecido en la resolución CREG 097 de 2008 el 1 de julio de 2011 y mediante resolución CREG 169 de 2010 fueron establecidos los Índices de Referencia de la Discontinuidad.

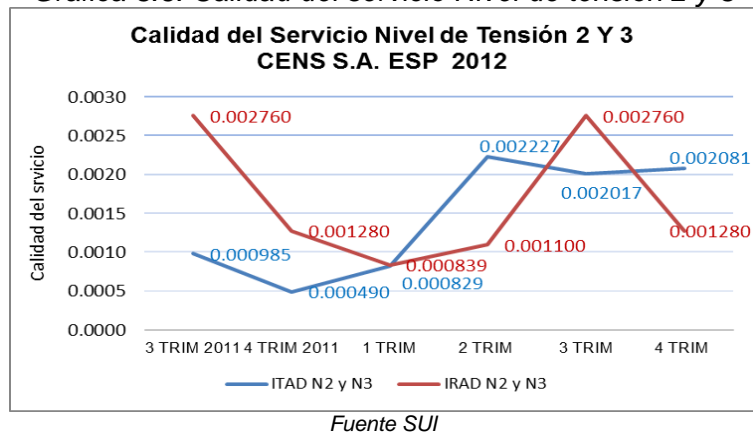
A continuación se muestra el comportamiento del ITAD Índice trimestral agrupado de la discontinuidad e IRAD Índice de referencia agrupado de la dicontinuidad para cada trimestre del año 2012.

Grafica 3.6. Calidad del servicio Nivel de tensión 1



Se puede inferir que la calidad del servicio de CENS S.A. E.S.P., en nivel de tensión 1, no ha cumplido con la referencia regulatoria, ya que el ITAD es mayor que el IRAD , durante el periodo estudiado segundo semestre de 2011 y año 2012. Lo anterior implica un deterioro en la calidad del servicio prestado.

Grafica 3.6. Calidad del servicio Nivel de tensión 2 y 3



En el nivel de tensión 2 y 3, CENS S.A. E.S.P., brindó una buena calidad del servicio durante el segundo semestre de 2011, primero y tercer trimestre de 2012, hecho que se evidencia en el menor valor del ITAD respecto del IRAD aprobado por la CREG en la resolución arriba mencionada.

Calidad de la potencia

Las resoluciones CREG 024 de 2007 y CREG 016 de 2007, establecen las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, especificando entre otros, las características de los equipos y variables a

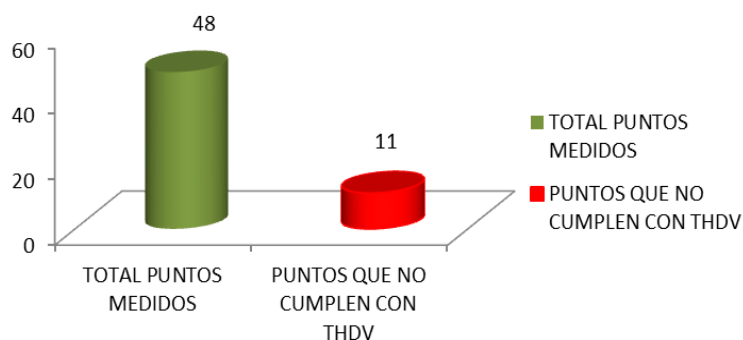
medir, así como determina la obligatoriedad de medir en el 100% de las barras de las subestaciones para niveles de tensión 4, 3 y 2 y el 5 % de los circuitos a 13.2 kV.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, durante el año 2012, solicitó registros para evaluar la calidad de la potencia eléctrica suministrada por este prestador, quien efectuó mediciones de calidad de la potencia eléctrica durante una semana.

A continuación se presenta el resultado global, del análisis efectuado, encontrando que once puntos medidos no cumplen con los límites máximos para distorsión armónica total de voltaje o contenido de armónicos de voltaje totales por fase establecidos en el Anexo 1 de la resolución CREG 024 de 2005.

Grafica 3.7 CENS S.A. E.S.P., Evaluación de armónicos totales de tensión THDV,

EVALUACIÓN ARMÓNICOS TOTALES DE TENSIÓN THDV -CENS S.A. ES.P.



Fuente: archivos DAT

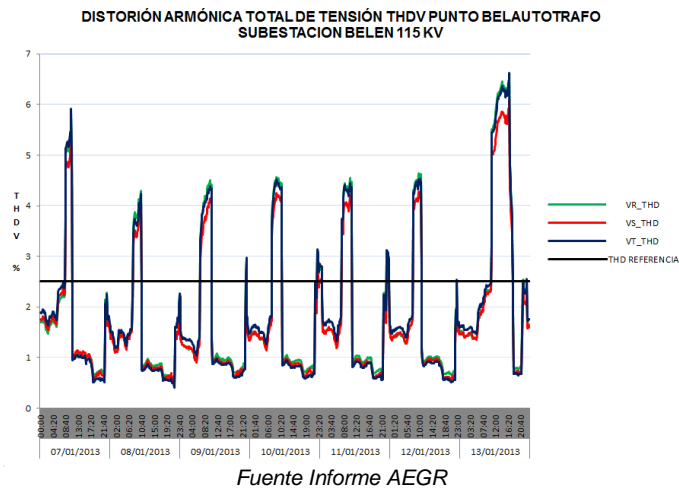
A continuación se listan los puntos medidos que se analizaron, ver resultado de percentil 95% en la misma tabla.

Tabla 3.8. Puntos Medidos CENS

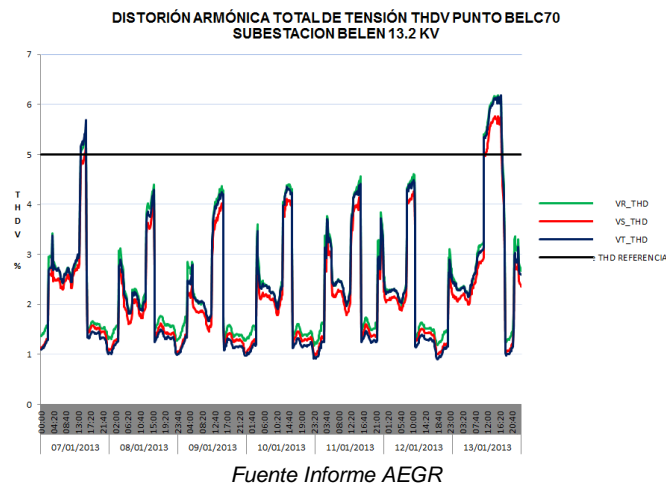
PUNTOS MEDIDOS CENS S.A. E.S.P.						
PUNTO MEDIDO	PERCENTIL 95%			REGISTROS	VALOR DE REFERENCIA %	CUMPLE CREG 024/2005
	VR_THD	VS_THD	VT_THD			
BELAUTOTRAFO	4.7375	4.306	4.699	1008	2.5	NO
BELC70	4.996	4.627	5.0185	1008	5	NO
BELLINS	5.1435	4.7655	5.1715	1008	2.5	NO
PALIPAL01	7.04	6.5865	7.0565	1008	5	NO
PALPRINCIPAL	7.6865	7.4965	8.08	1008	5	NO
PAMC1	6.6765	6.3865	6.7265	1008	5	NO
PAMP11	6.1865	5.82	5.86	1008	5	NO
SEVC1	4.8945	4.8845	5.1165	1008	5	NO
SEVC2	5.1005	4.986	5.2575	1008	5	NO
SEVS10	4.8665	4.5425	4.834	1008	2.5	NO
SEVS20	4.529	4.8705	4.388	1008	2.5	NO

Fuente Informe AEGR

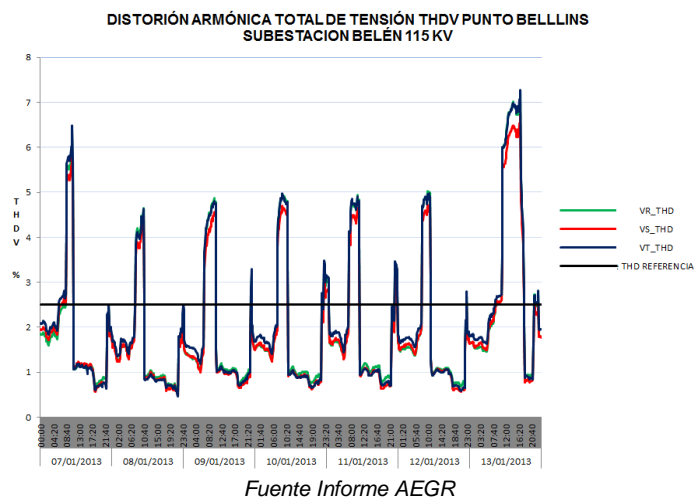
Grafica 3.8. Distorsión armónica total de tensión punto medido BELAUTOTRAFO subestación Belén 115 KV



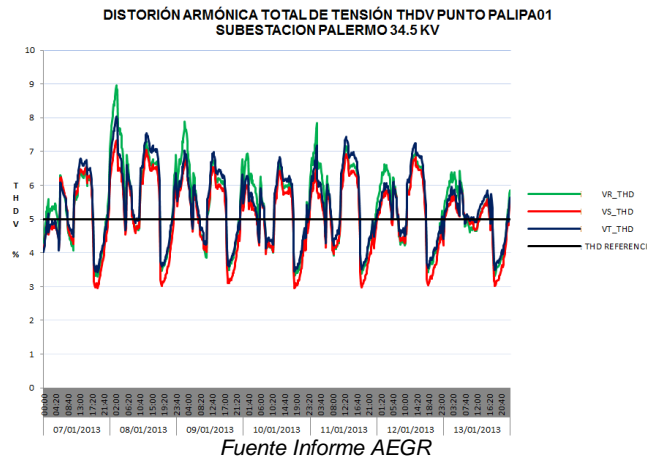
Grafica 3.9. Distorsión armónica total de tensión punto medido BELC70 subestación Belén 34.5 KV



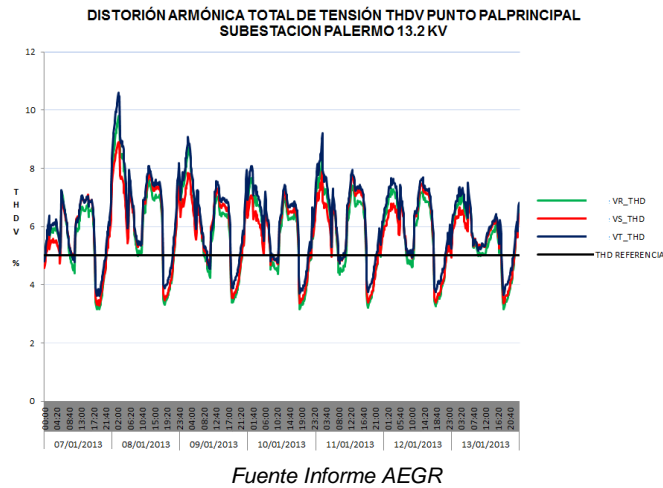
Grafica 3.10. Distorsión armónica total de tensión punto medido BELLINS subestación Belén 115 KV



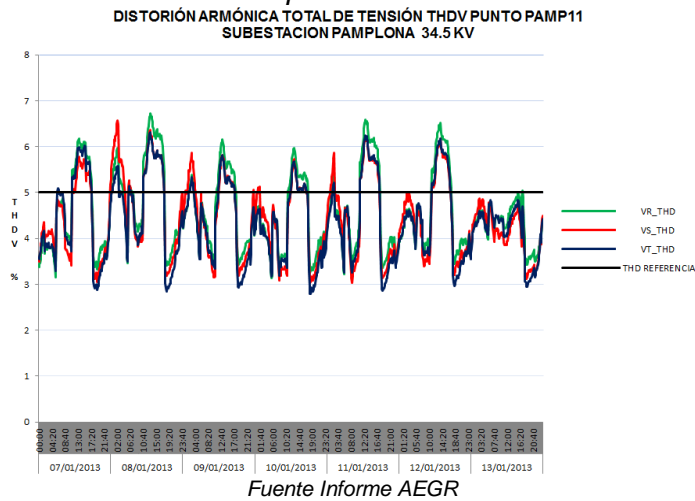
Grafica 3.11. Distorsión armónica total de tensión punto medido PALIPA01 subestación Palermo 34.5 KV



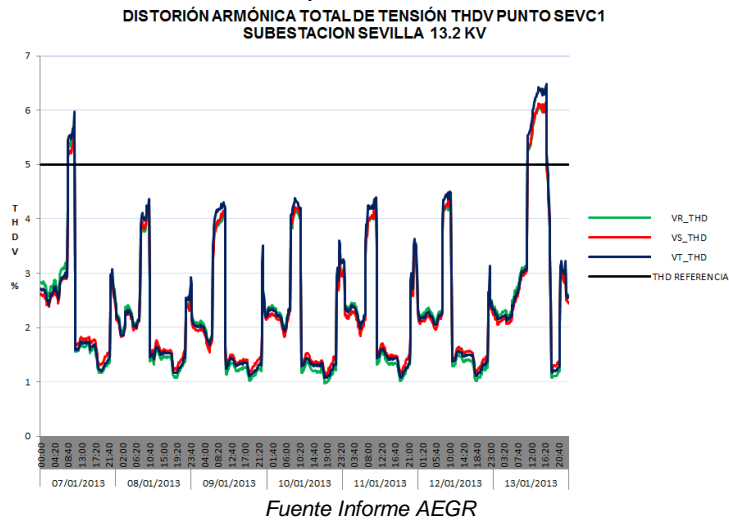
Grafica 3.12. Distorsión armónica total de tensión punto medido PALIPRINCIPAL subestación Palermo 13.2 KV



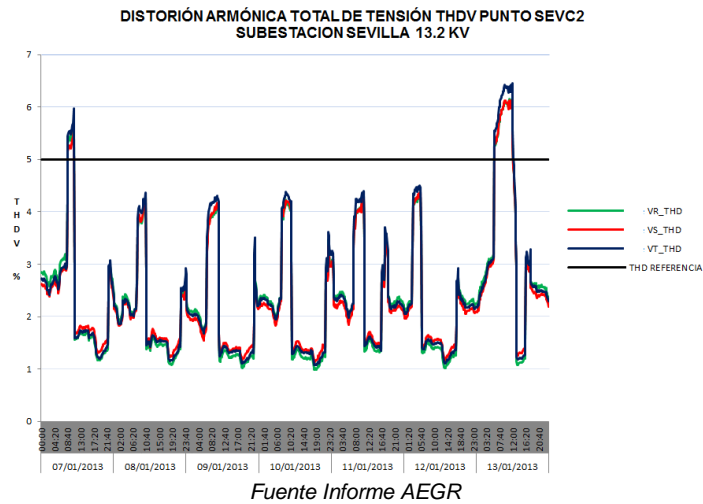
Grafica 3.13. Distorsión armónica total de tensión punto medido PAMC1 subestación Pamplona 34.5 KV.



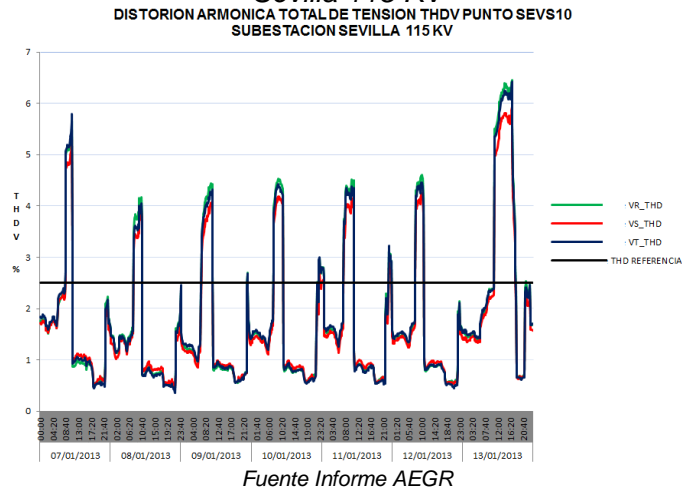
Grafica 3.14. Distorsión armónica total de tensión punto medido PAMP11 subestación Pamplona 13.2 KV



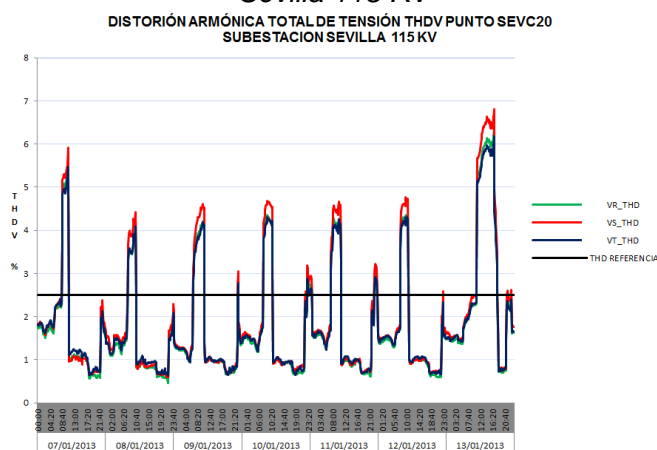
Grafica 3.15. Distorsión armónica total de tensión punto medido SEVC1 subestación Sevilla 13.2 KV.



Grafica 3.16. Distorsión armónica total de tensión punto medido SEVS10 subestación Sevilla 115 KV



Grafica 3.17. Distorsión armónica total de tensión punto medido SEVS20 subestación Sevilla 115 KV



4. ASPECTOS COMERCIALES

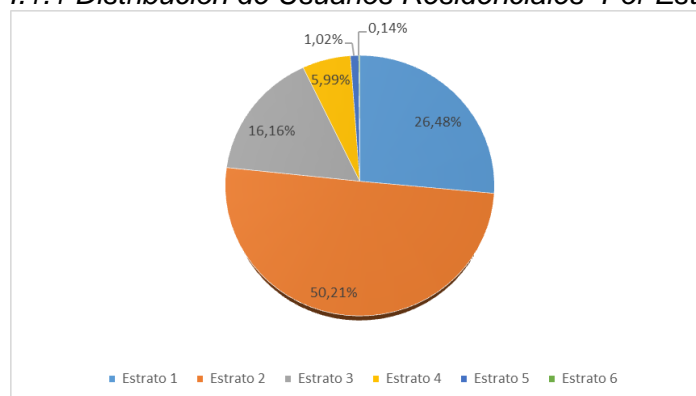
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	348.601	91,52%
Total No Residencial	32.320	8,48%
Total Suscriptores	380.921	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander para el año 2012 es de 380.921, de los cuales el 91.5% corresponde al sector residencial.

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

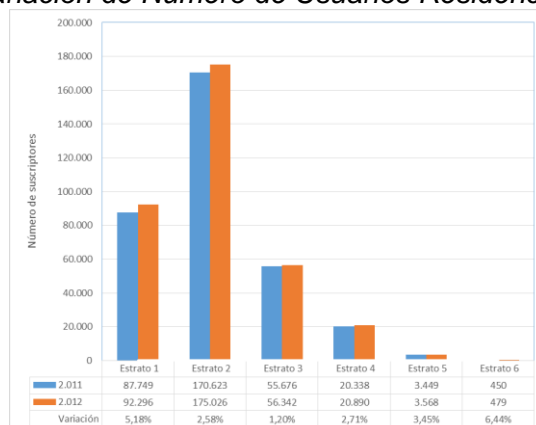
Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	92.296	26,48%
Estrato 2	175.026	50,21%
Estrato 3	56.342	16,16%
Estrato 4	20.890	5,99%
Estrato 5	3.568	1,02%
Estrato 6	479	0,14%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 50.2% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 26.5% pertenecen al estrato 1, y el 16.2% al estrato 3.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

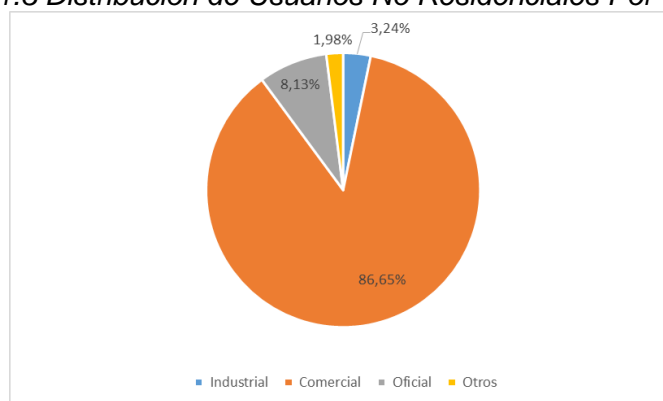
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en los estratos 6 y 1 con el 6.4% y el 5.2% respectivamente.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.046	3,24%
Comercial	28.004	86,65%
Oficial	2.629	8,13%
Otros	641	1,98%

Fuente: SUI

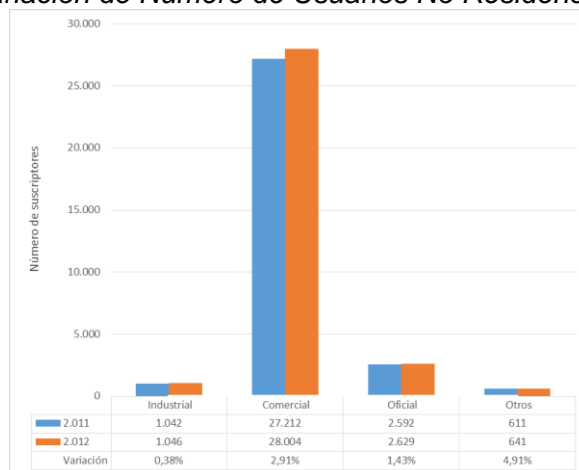
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 86.7% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 8.1%. El menor porcentaje corresponde a otros con el 2%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 4.9%, y en el sector comercial, con el 2.9% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOLIVAR	Total Residencial	2.580	0,74%
	Total No Residencial	122	0,38%
CESAR	Total Residencial	32.880	9,43%
	Total No Residencial	2.766	8,56%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial	313.141	89,83%
	Total No Residencial	29.432	91,06%
Total Total Residencial		348.601	100,00%
Total Total No Residencial		32.320	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 puede verse que el 89.8% de los usuarios residenciales están ubicados en el departamento de Norte de Santander y el 9.4% en el departamento del Cesar.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total - Estrato 1	2.737.327	92.296	3,37%
Total - Estrato 2	4.317.969	175.026	4,05%
Total - Estrato 3	2.375.182	56.342	2,37%
Total - Estrato 4	746.906	20.890	2,80%
Total - Estrato 5	290.667	3.568	1,23%
Total - Estrato 6	181.398	479	0,26%
Total - Industrial	46.971	1.046	2,23%
Total - Comercial	627.674	28.004	4,46%
Total - Oficial	53.919	2.629	4,88%
Total - Otros	39.970	641	1,60%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 4.9%, al sector comercial con el 4.5% y al estrato 2 con el 4.1%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	599.475.988	56,01%
Total No Residencial	470.888.354	43,99%
Total Suscriptores	1.070.364.342	100,00%

Fuente: SUI

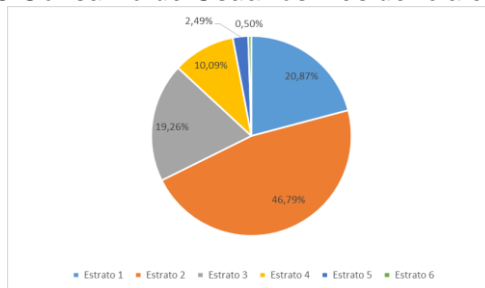
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander para el año 2012 es de 1.070.364.342 Kwh, de los cuales el 56% corresponde al sector residencial, y el restante 44% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	125.120.759	20,87%
Estrato 2	280.479.786	46,79%
Estrato 3	115.454.512	19,26%
Estrato 4	60.486.765	10,09%
Estrato 5	14.933.489	2,49%
Estrato 6	3.000.677	0,50%

Fuente: SUI

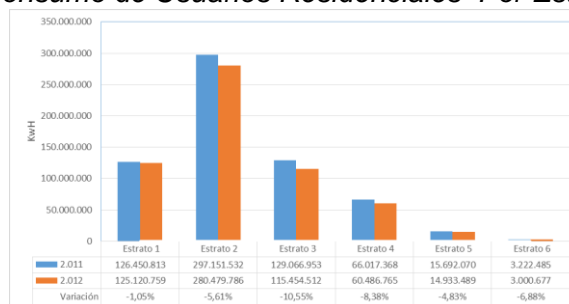
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 46.8% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 20.9% a usuarios del estrato 1, y el 19.3% a usuarios del estrato 3.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

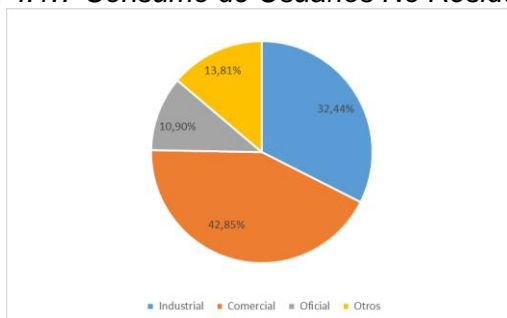
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos, disminuyó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Las mayores disminuciones se presentaron en el estrato 3 con el 10.6% y en el estrato 4 con el 8.4%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	152.768.771	32,44%
Comercial	201.765.735	42,85%
Oficial	51.318.837	10,90%
Otros	65.035.011	13,81%

Fuente: SUI

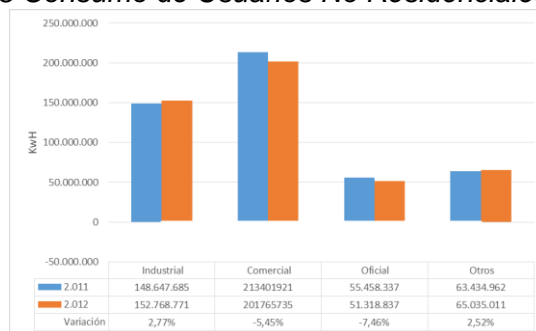
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 42.9% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 32.4% y del sector otros con el 13.8%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores industrial y otros se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, mientras que en los sectores oficial y comercial el consumo bajó en el 7.5% y el 5.5% respectivamente. Tabla 4.1.9

Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOLIVAR	Total Residencial	2.702.102	0,45%
	Total No Residencial	1.035.163	0,22%
CESAR	Total Residencial	54.754.883	9,13%
	Total No Residencial	53.376.696	11,34%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial	542.019.003	90,42%
	Total No Residencial	416.476.495	88,44%
Total Residencial		599.475.988	100,00%
Total No Residencial		470.888.354	100,00%

Fuente: SUI

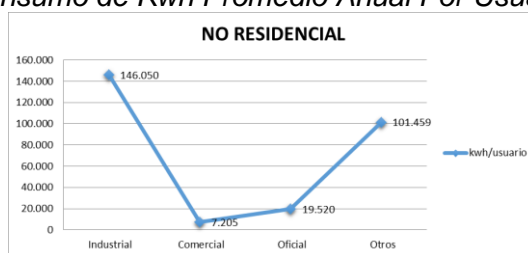
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.356 Kwh en el estrato 1 hasta 6.264 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.1.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector comercial con 146.050 Kwh anuales, seguido del sector otros con 101.459 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOLIVAR	Total Residencial	2.702.102	0,45%
	Total No Residencial	1.035.163	0,22%
CESAR	Total Residencial	54.754.883	9,13%
	Total No Residencial	53.376.696	11,34%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial	542.019.003	90,42%
	Total No Residencial	416.476.495	88,44%
Total Residencial		599.475.988	100,00%
Total No Residencial		470.888.354	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que el 90.4% del consumo residencial corresponde al departamento de Norte de Santander, mientras que el 9.1% corresponde al departamento del Cesar.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	125.120.759	2,84%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	280.479.786	4,59%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	115.454.512	2,91%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	60.486.765	4,16%
Total - Estrato 5	710.278.398	14.933.489	2,10%
Total - Estrato 6	680.918.417	3.000.677	0,44%
Total - Industrial	10.065.526.292	152.768.771	1,52%
Total - Comercial	7.060.243.373	201.765.735	2,86%
Total - Oficial	1.079.445.070	51.318.837	4,75%
Total - Otros	1.984.751.818	65.035.011	3,28%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial, con el 4.8%, al estrato 2 con el 4.6% y al estrato 4 con el 4.2%.

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

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., hace parte del Área de Distribución Centro, de acuerdo con lo determinado por el Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 180574 del 17 de abril de 2012, buscando con ello la integración de varias empresas con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

De acuerdo con este acto normativo las otras empresas 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., Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., Ruitoque S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P.

El AEGR¹ de la empresa CENS, señala la Directriz del Subgerente de T y D, en el informe de puntos específicos, lo siguiente:

“(...) En el año 2012 el aumento de la demanda influyó en el indicador de pérdidas de energía debido a que se presentó la más alta demanda en el registro histórico de CENS lo cual repercute en un aumento de las pérdidas técnicas propias del sistema y de las pérdidas no técnicas. También en este año se presentaron diferentes problemas de orden público en las regiones clasificadas como de altas pérdidas que afectaron la operatividad de las acciones de control y reducción en estas zonas. Sin

¹ Puntos Específicos, sui_ane_2012_1_5539268_1062078.pdf

embargo se siguen con programa serio y consolidado de control reducción de pérdidas de energía, involucrando las diferentes áreas de la empresa. Para el año 2012 se presentó a la CREG el plan de reducción de pérdidas de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 172 de 2011 de la cual, a la fecha se espera respuesta de la comisión, que permita la toma de decisiones a nivel de grupo empresarial (...)"

Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

El Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de CENS.A. E.S.P., presenta una variación positiva dado que el valor era de 359.32 \$/kWh en el 2011 y en el 2012 se ubicó en un promedio de 371,91 \$/kWh, variación que corresponde al 3,50%, la componente que presenta el mayor incremento es distribución al pasar de 127,76 \$/kWh a 135,28 \$/kWh, esto es, 5.89% lo cual se le atribuye a la entrada de la empresa al ADD Centro.

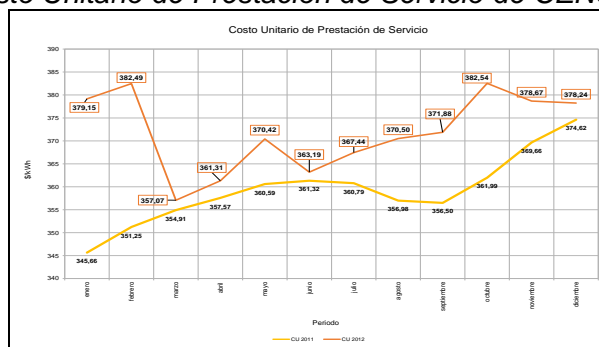
Las componentes de distribución y generación en el valor promedio del CU en la vigencia del año 2012, tienen similar participación la cual corresponde a 36,40%, y 34,70% respectivamente.

El CU más alto durante el año 2012 se presentó en octubre, como resultado del incremento de la componente de, distribución que pasó de 129.27 \$/kWh a 141.76 \$/kWh, esto es un incremento de 12.49 \$/kWh.

En términos generales, las restricciones asignadas a la empresa durante el año 2012 presentan grandes fluctuaciones, dentro del CU del año 2012 dado que el valor se ubica entre 4.81 y 30,89 \$/kWh lo cual será objeto de análisis en la componente.

La evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012, se detalla en la gráfica 4.2.1.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio de CENS Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

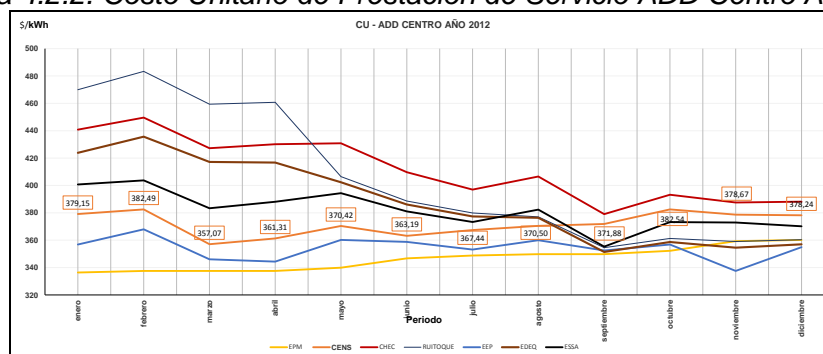
Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Centro

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 que se encuentran en regiones cercanas

El gráfico 4.2.2, presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 del ADD Centro, en el cual se señala el valor del CU de CENS S.A. E.S.P., ubicando

en una posición intermedia dentro de las empresas que conforman la ADD; además una tendencia a la baja del CU de todas las empresas que conforman el ADD y especialmente en los últimos cuatro meses de la vigencia 2012.

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



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Se considera importante mencionar que se efectuó un estudio por parte de la Superintendencia, a través de un contrato con asesor externo, relacionado con el comportamiento de las ADD, las conclusiones para el prestador son las siguientes, es de anotar que el estudio para la CHEC abarca desde mayo de 2012 a julio de la vigencia mencionada:

“(…) CENS es un OR excedentario por lo cual asume parte de los costos de la ADD y en consecuencia los usuarios de este mercado han percibido incrementos tarifarios que van desde un 1% hasta un 3%.

CENS tiene aproximadamente 382.683 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 70,2% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 84,9%, los usuarios contribuyentes son el 8,5%, el restante 6,6% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

CENS consume aproximadamente el 11,3% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el OR operado por CENS el 59,3% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 18,0% por estrato 4 Industria (pagan el CU) y el restante 22,7% por usuarios contribuyentes.

Beneficios de CENS: Por ser un operador de red excedentario CENS no percibe beneficios.

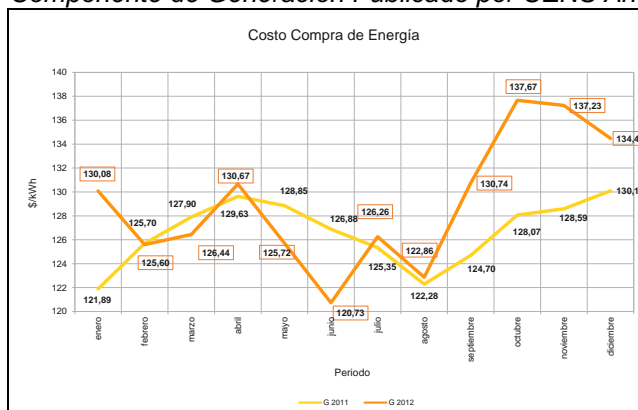
Costos de CENS: El costo total asumido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por CENS alcanza un monto de \$1.543.820.914 pesos de julio de 2012, el cual representa el 7,2% de los costos asumidos por los usuarios de esta ADD. De estos costos los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 asumen un 42,6%, los usuarios que pagan el CU un 23,3% y los usuarios que contribuyen un 34,1%. (…)

Componente Generación

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo suscritos por la empresa.

La gráfica 4.2.3., reseña el valor de la compra de energía de las vigencias 2011 y 2012; en diciembre de 2011 la empresa adquirió energía por valor de 130,10 \$/kWh valor que se conservó en enero de 2012, 130,08 \$/kWh, sin embargo a lo largo del 2012 se muestra un valor oscilatoria de la mismas, con tendencia al alza en el último registrándose el mayor valor en octubre, 137.67 \$/kWh.

Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Publicado por CENS Años 2011 - 2012



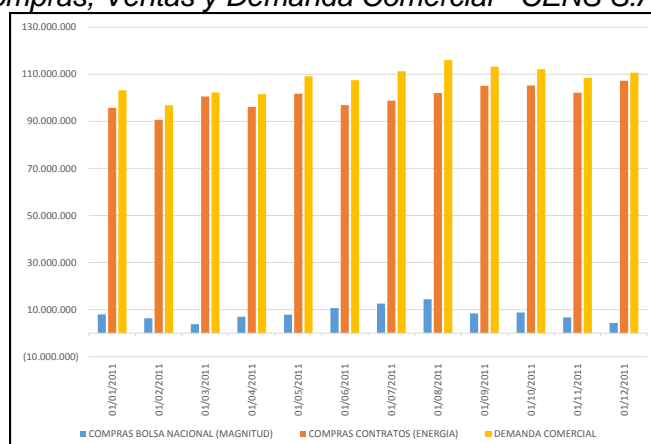
Fuente: Publicación de tarifas de ESP

De acuerdo con la información del Operador del Mercado, CENS S.A. E.S.P., durante el año 2012 la empresa se vio expuesta en un 7% (98.7 Gw), dado que las compras totales ascendieron a 1.292 GW, lo que refleja la mínima exposición al mercado spot.

De acuerdo con lo mencionado en el informe de puntos específicos del AEGR², la empresa buscado garantizar el suministro de energía acorde con la demanda proyectada, la E.S.P. ha suscrito contratos para el suministro en el largo plazo, la empresa estaba cubierta en un 85,5% para el 2012, 91,6% en el 2013, 90,5% en el 2014 y 48,9% en el 2015

La gestión de compra para el año 2012 en bolsa y contratos, al igual que las ventas en bolsa y la demanda regulada, se observa en la gráfica 4.2.4., de la cual se infiere 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 bolsa como en contratos.

Gráfica 4.2.4. Compras, Ventas y Demanda Comercial - CENS S.A. E.S.P. Año 2012



Fuente: Información XM – Neón

² Informe AEGR, Puntos Específicos sui_ane_2012_1_5539268_1062078.pdf página 97 y ss

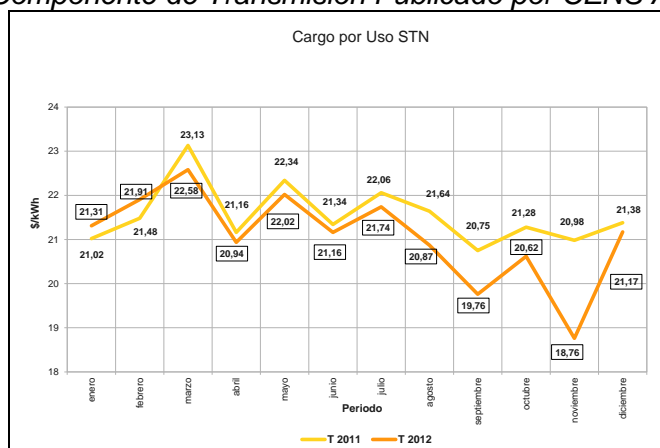
Componente de Transmisión

El costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica siguiente muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productos y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculo el LAC para el año 2011. El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la gráfica 4.2.5., donde se aprecia que la empresa dio cumplimiento a la Resolución 157 de 2011, según los valores publicados de este componentes.

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Publicado por CENS Años 2011- 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP – XM

Componente de Distribución D:

Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local.

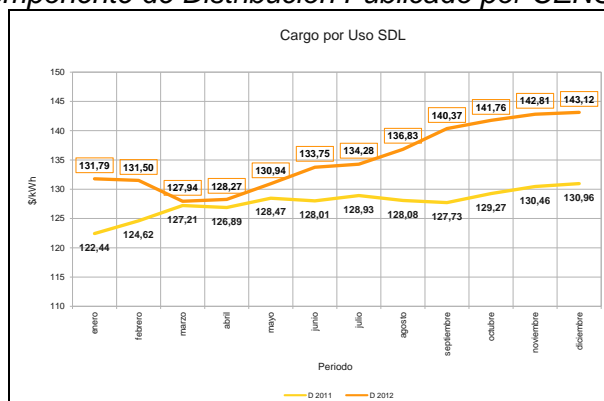
La variación del cargo unitario unificado de la ADD Centro, calculado por XM, Dtun, muestra que el valor de esta componente se incrementa a lo largo del 2012, tal como se muestra en la gráfica 4.2.6.

Al finalizar el año 2012, la componente de distribución muestra un incremento de 9.29% con respecto al valor de diciembre de 2011.

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 Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Publicado por CENS Años 2011- 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP – XM

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.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la

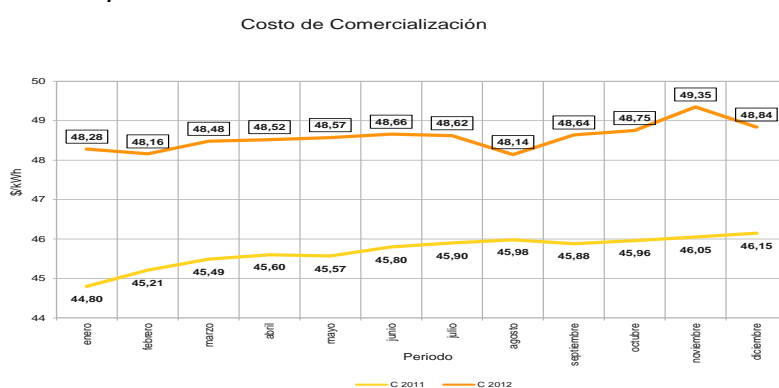
metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

Componente de Comercialización

La componente de Comercialización incluye entre otros, los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica.

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., tanto en el año 2011 como en el 2012 la comercialización mantuvo una tendencia constante al alza con un promedio en el 2011 de 45,70 \$/kWh y en el 2012 de 48,58 \$/kWh, Durante el 2012, la variación entre enero y diciembre fue de 0,30 \$/kWh, crecimiento que alcanzó una variación porcentual del 1%, menor que la variación del IPC anual.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización CENS S.A. ESP Año 2011 – 2012

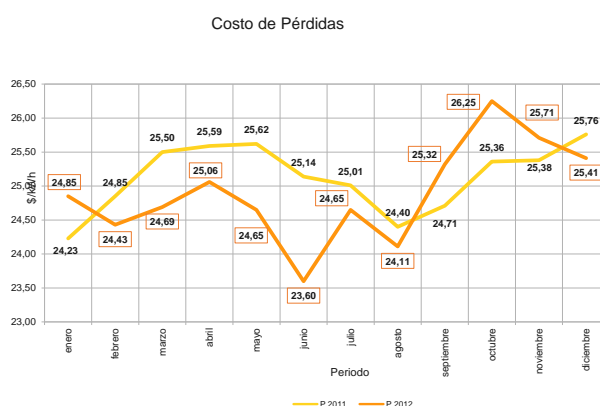


Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 13.10% del CU.

Componente de Pérdidas

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas CENS S.A. E.S.P. Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., muestra en los primeros ocho meses

del 2012 una tendencia oscilatoria, en septiembre y octubre una tendencia al alza, disminuyendo en los dos últimos meses del año. En el 2012 se presentó un valor promedio de esta componente de 24.89 \$/kWh, alcanzando un máximo de 26,25 \$/kWh y un mínimo de 23,60 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.8.

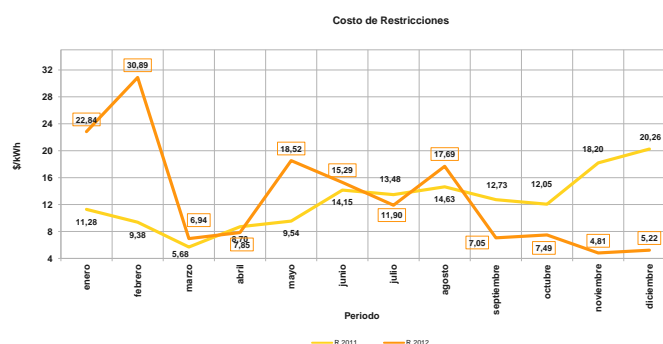
Componente de Restricciones

En correspondencia con lo establecido en la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, entre otras.), esto da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

El valor más alto de las restricciones de la empresa se presentó en febrero de 2012, alcanzando un valor de 30,89 \$/kWh, sin embargo, hasta el mes de septiembre se observa una tendencia oscilatoria y de ese mes en adelante mantuvo un valor que se puede decir constante.

El comportamiento descrito anteriormente, se muestra en la gráfica 4.2.9.

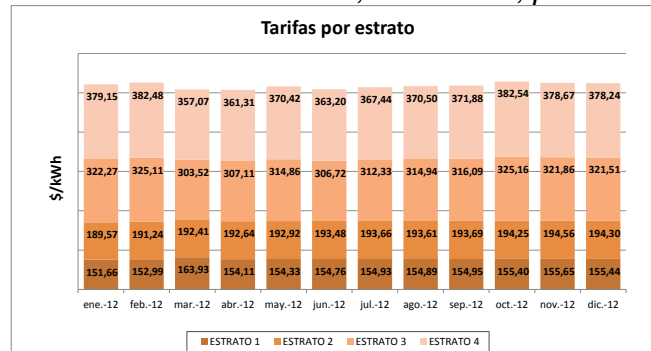
Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones CENS S.A. E.S.P. Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

4.2.2. Evolución de las tarifas 2012

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

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 4.2.10., se observa la tarifa aplicada por la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 379.15 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 151.66 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

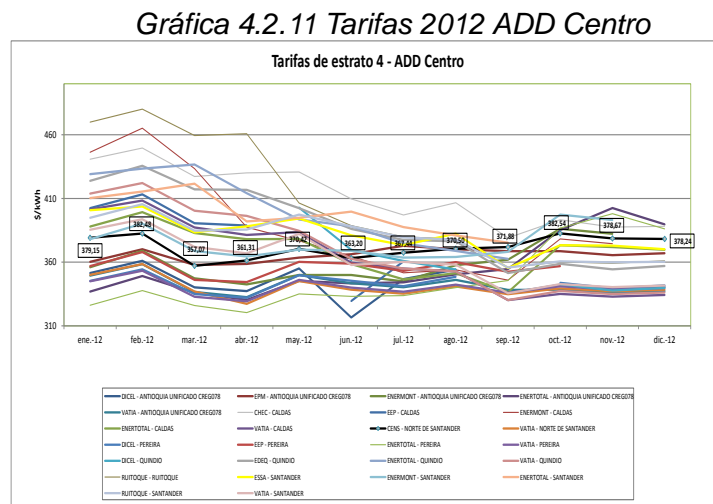
De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un decrecimiento del 0.24% en la tarifa, que para enero fue de 379.15 \$/kWh y para diciembre de 378.24 \$/kWh.

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 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.

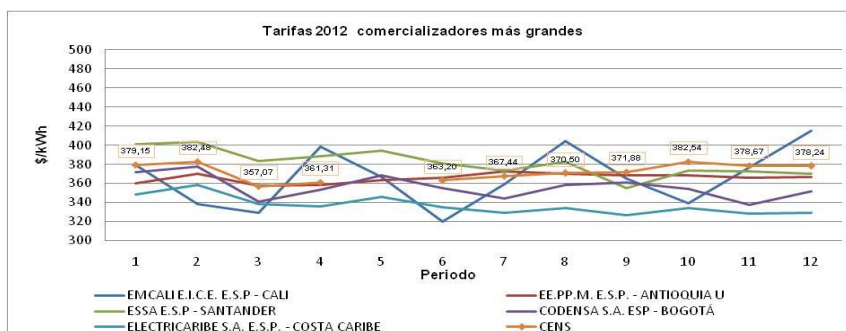
Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Centro, en la gráfica 4.2.11.:



De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa posee una tarifa media en comparación con las demás del ADD, en la cual se mantiene un comportamiento oscilatorio, fluctuación que es común en el inicio de un ADD.

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

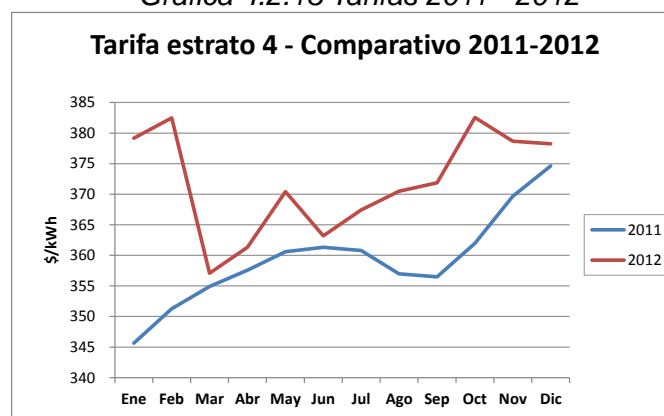
De la gráfica 4.2.12, se observa que en comparación con los comercializadores más grandes del país, CENS durante el año 2012 presentó una tarifa alta.



Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país
Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento oscilatorio del año 2011, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD Centro, sin embargo con respecto a la tarifa del mes de diciembre de 2011, esta solo se incrementó en un 1%.

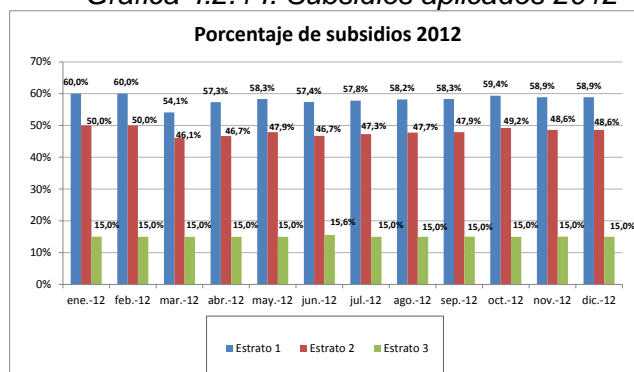
Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME³ 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.

³ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

En la gráfica 4.2.14., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.14. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

Sobre las tarifas, subsidios y contribuciones el AEGR efectúa las siguientes precisiones⁴: (...) Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, y las modificaciones realizadas mediante resolución CREG 186 de 2010, para los consumos de subsistencia (consumos inferiores a 131 kWh/mes) las tarifas pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.

Tarifas para los usuarios de estrato 3: recibe un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.

Tarifas estratos 5 y 6, industrial, comercial y provisional: pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (...).

4.2.4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., se 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 4.2.1. Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	22.381.628.045	22.645.732.248
Estrato 2	39.386.406.209	20.581.475.292
Estrato 3	4.490.230.685	18.512.058.484
Total Subsidios	66.258.264.939	61.739.266.024
Estrato 5	1.078.293.028	1.069.676.884
Estrato 6	216.036.851	207.496.960
Industrial	6.558.193.826	1.257.683.980
Comercial	13.084.041.381	12.826.214.401
Total Contribución	20.936.565.086	15.361.072.225
Déficit	-45.321.699.853	-46.378.193.799

Fuente: SUI

⁴ Informe AEGR, Puntos Específicos sui_ane_2012_1_5539268_1062078.pdf página 101 y ss

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, la empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$61.739 millones, de los cuales el 37% (\$22.646 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 33% al estrato 2 (\$20.581 millones) y 30% a los usuarios del estrato 3 (\$18.512 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$15.361 millones los cuales el 83.5% corresponden a aportes del sector comercial (\$12.826 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 8% de las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$46.378 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$61.739 millones y recaudar un total de \$15.361 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó un déficit acumulado de \$11.298.426.867.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio y consignadas en la tabla 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		66.281.458.731	70.199.513.434
Contribuciones		24.980.163.889	20.202.075.292
Déficit / Superávit		-41.301.294.842	-49.997.438.142
Giros de	Presupuesto Nal	45.810.520.392	50.289.160.000
	FSSRI	4.036.505.259	5.641.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$49.997 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$5.641 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$50.289 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa Centrales Eléctricas de norte de Santander, no cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

Con relación a estos incumplimientos la empresa revela sus respectivas explicaciones en el informe de Indicadores de Gestión de energía reportado por el AEGR en el Sistema Único de Información así:

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,44%	20%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	11,4	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	69,9	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	43,7	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,46	No cumple

Fuente: SUI

“Rotación de Cuentas Por Cobrar: Las cuentas por cobrar mejoraron su rotación en 3.90 días con respecto al año 2011, gracias a la aplicación de planes de recuperación de cartera que han permitido controlar el crecimiento de las deudas vencidas, mientras se gestiona el pago de deudas de usuarios con vencimientos mayores a 3 meses. Con este resultado nos acercamos cada vez más al referente de las empresas del sector”

“Rotación de Cuentas Por pagar: este indicador disminuyó 1.83 días frente a la cifra registrada el año anterior, influenciado básicamente por la disminución en el plazo para el pago de la energía adquirida en bolsa. CENS considera que ha cumplido ampliamente el referente de 25.52 días planteado por la SSPD dado que para garantizar un ciclo de efectivo financieramente sano, este indicador debe ser incremental mientras que la rotación de cuentas por cobrar debe ser decreciente. Ubicar la rotación de cuentas por pagar por debajo del referente impactaría negativamente la caja de la empresa, por cuanto estaríamos cancelando a nuestros proveedores de bienes y servicios en menos de la mitad del tiempo que demora el recaudo de las ventas”

“Razón Corriente: El nivel de activos corrientes para cubrir los pasivos corrientes disminuyó en 0.41 veces con respecto al año anterior, situándonos por debajo del referente en 0.10 veces. Esta situación fue provocada básicamente por la mayor provisión para pago de impuestos contabilizada, producto del aumento de las utilidades registradas en el período, aumento de las obligaciones financieras en \$5.000”.

“Margen Operacional: El margen Ebitda es mayor en 3.01 puntos porcentuales frente al valor registrado en el año 2011, debido al mayor valor en el EBITDA, que se origina por ejecuciones adicionales de ingresos operacionales generados por el aumento del precio y demanda energía, frente a una menor proporción de los costos y gastos en relación con los ingresos; ocasionados por ahorros y reducción de gastos por la gestión realizada por la Administración. No obstante el mejoramiento de los resultados obtenidos, el Margen Operacional de CENS se ubicó por debajo del referente en 1.02 puntos porcentuales”.

Al respecto de estas aclaraciones el AEGR se encontró de acuerdo con todas las explicaciones expuestas por el prestador.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

CALIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA INFORMACIÓN REPORTADA AL SUI

1. Oportunidad de cargue

La Empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP, no presenta formatos ni formularios pendientes para el año 2012, pero ha reportado el 42% de los formatos de manera extemporánea.

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.

Calidad de la información comercial residencial

Usuarios por estrato

Tabla 6.1. Usuarios por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	90,385	170,393	55,963	20,734	3,567	449
Feb	91,539	176,797	56,047	20,768	3,569	466
Mar	91,012	171,623	56,164	20,782	3,574	466
Abr	92,565	177,593	56,170	20,826	3,576	469
May	91,642	172,321	56,236	20,827	3,575	469
Jun	92,670	178,197	56,345	20,847	3,574	469
Jul	91,943	172,477	56,428	20,908	3,572	471
Ago	93,392	178,694	56,525	20,978	3,568	470
Sep	92,434	173,336	56,532	20,997	3,566	499
Oct	93,616	178,245	56,530	21,004	3,552	505
Nov	92,959	173,631	56,600	21,043	3,550	514
Dic	94,363	180,173	56,648	21,061	3,555	513

Fuente SUI

Consumo por estrato

Tabla 6.2. Consumo por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	11.20	24.81	10.13	5.17	1.29	0.26
Feb	10.77	24.62	9.66	4.77	1.16	0.21
Mar	10.58	23.64	9.69	4.93	1.15	0.23
Abr	10.98	24.61	9.89	5.07	1.21	0.25
May	11.26	25.28	10.62	5.47	1.34	0.26
Jun	11.41	25.86	10.82	5.89	1.47	0.28
Jul	11.59	25.52	10.71	5.63	1.45	0.29
Ago	11.47	26.52	10.73	5.74	1.46	0.29
Sep	11.65	25.86	11.02	6.11	1.50	0.31
Oct	12.41	26.94	10.90	5.83	1.48	0.30
Nov	11.78	26.11	10.83	5.71	1.42	0.29
Dic	12.44	27.64	11.37	6.01	1.49	0.31

Fuente SUI

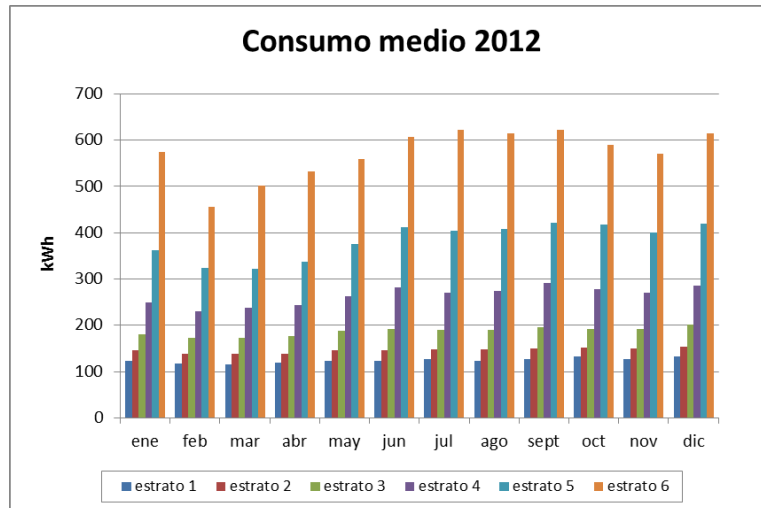
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.3. Consumo medio residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	123.88	145.63	180.93	249.22	362.94	573.46
feb	117.65	139.26	172.33	229.66	323.71	455.00
mar	116.20	137.72	172.56	237.02	322.01	502.27
abr	118.67	138.58	176.04	243.34	337.20	531.79
may	122.86	146.70	188.90	262.80	374.76	559.09
jun	123.09	145.13	191.95	282.61	411.45	607.20
jul	126.03	147.95	189.79	269.42	404.83	622.20
ago	122.83	148.43	189.80	273.52	407.80	613.92
sept	126.02	149.21	194.89	290.85	421.63	622.39
oct	132.56	151.16	192.77	277.70	417.28	588.78
nov	126.74	150.40	191.30	271.20	401.02	571.16
dic	131.81	153.40	200.71	285.20	418.64	613.94

Fuente SUI

Grafica 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

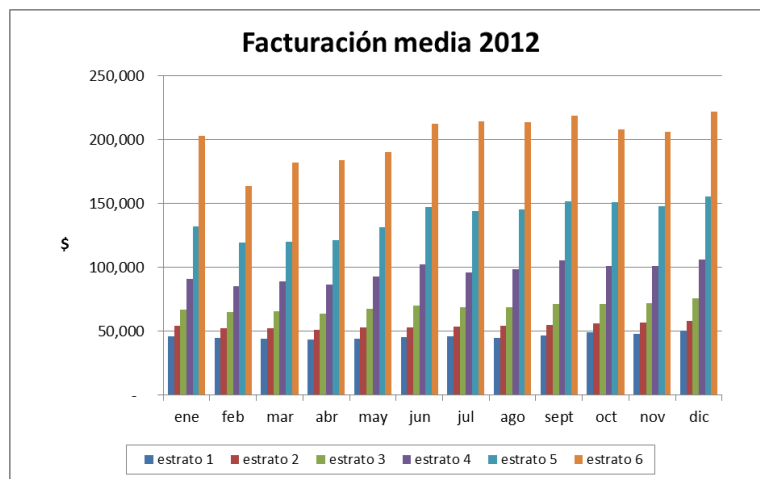
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.4. Facturación media residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	46,183	54,069	67,075	91,236	132,159	203,142
feb	44,450	52,348	64,707	85,175	119,393	163,630
mar	44,345	52,356	65,435	88,759	120,001	182,178
abr	43,693	51,048	63,888	86,258	121,307	183,733
may	44,168	52,675	67,449	92,644	131,294	190,655
jun	45,353	53,239	70,289	102,247	147,477	212,711
jul	45,841	53,809	68,462	95,754	144,283	214,400
ago	45,003	54,192	69,075	98,259	145,680	213,807
sept	46,533	54,925	71,489	105,375	152,038	218,677
oct	49,166	55,914	71,009	101,046	151,212	207,849
nov	47,917	56,592	71,863	101,032	147,893	206,211
dic	50,095	58,128	75,673	106,087	155,603	221,816

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Usuarios por Sector

Tabla 6.5. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	27,633	1,035	2,532
feb	27,721	1,046	2,693
mar	27,746	1,043	2,533
abr	27,852	1,037	2,696
may	27,888	1,045	2,557
jun	27,904	1,043	2,698
jul	27,947	1,038	2,558
ago	27,991	1,050	2,716
sep	28,186	1,048	2,548
oct	28,395	1,038	2,692
nov	28,448	1,045	2,558
dic	28,532	1,040	2,811

Fuente SUI

Consumo por sector

Tabla 6.6. Consumos por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	17.18	12.89	3.91
feb	17.09	12.55	4.04
mar	17.08	12.99	4.40
abr	17.26	13.74	4.43
may	18.04	13.74	4.60
jun	18.71	14.49	5.03
jul	18.58	13.19	4.63
ago	18.79	13.86	5.03
sep	19.23	14.22	5.21
oct	19.30	14.25	5.12
nov	19.54	16.11	5.04
dic	20.27	15.00	5.00

Fuente SUI

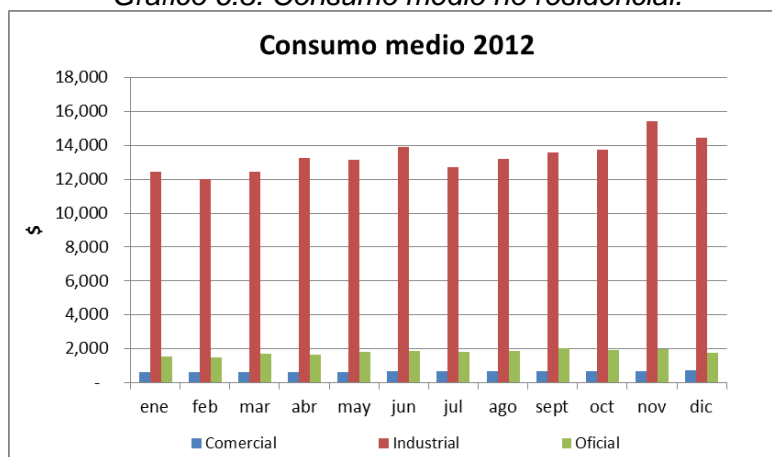
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.7. Consumo medio no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	622	12,450	1,543
feb	616	12,000	1,501
mar	616	12,457	1,738
abr	620	13,246	1,643
may	647	13,148	1,798
jun	671	13,892	1,864
jul	665	12,704	1,811
ago	671	13,200	1,852
sept	682	13,573	2,043
oct	680	13,727	1,903
nov	687	15,414	1,970
dic	710	14,419	1,780

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

- Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.8. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	622	12,450	1,543
feb	616	12,000	1,501
mar	616	12,457	1,738
abr	620	13,246	1,643
may	647	13,148	1,798
jun	671	13,892	1,864
jul	665	12,704	1,811
ago	671	13,200	1,852
sept	682	13,573	2,043
oct	680	13,727	1,903
nov	687	15,414	1,970
dic	710	14,419	1,780

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

2. Mesas de ayuda

A continuación las mesas de ayuda registradas para el 2012:

Tabla 6.9. Mesas de ayuda.

APLICACIÓN	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	REPLICADA
AMPLIACION PLAZO			1		
CAMBIO DE DATOS		21			1
CARGUE MASIVO		67	1		
ESTADOS FINANCIEROS		3			
FABRICA		1			
GOBIERNO NIF		5			
INFORMACION GENERAL		5			
MESA DE AYUDA		1			
RUPS		7			
SIN ASIGNAR		22			
SITIO SUI		11			2
VALIDADOR		10			

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 al prestador CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por disposición del MME, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., hace parte de la ADD Centro desde el mes de abril de 2012 con la expedición de la Resolución 18 0574 de abril de 2012, dando cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales.

El prestador tiene una tarifa media en relación con los demás del ADD y su comportamiento es similar al de las demás empresas que conforman el ADD con una tarifa bastante oscilatoria.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$46.378 millones.

La principal razón de disminución del activo y el patrimonio está sustentada en el menor valor registrado en las valorizaciones y su respectiva contrapartida, superávit por valorización.

Las obligaciones financieras se incrementaron en 61,69% posicionándose en \$ 80.845 millones, siendo esta la principal consecuencia del ascenso del pasivo
El alza en los ingresos estuvo atada al mejor comportamiento de la facturación del negocio de comercialización.

Con respecto a la viabilidad financiera de la compañía el (AEGR) responde:

“CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A .E. S.P., cuenta con un horizonte para las proyecciones financieras de 20 años (2012-2031) , las cuales son actualizadas como mínimo anualmente, considerando los supuestos macroeconómicos suministrados por EPM, como casa matriz.

De acuerdo al análisis realizado podemos concluir que las proyecciones financieras son razonables, y se encuentran alineadas al plan de negocios que actualmente viene ejecutando CENS, las mismas se prepararon considerando los supuestos macroeconómicos y variables microeconómicas tales como: Evolución del CU nivel 1, proyección de clientes, ingresos del distribuidor, proyección de ventas de energía. Dado lo anterior, se concluye que las bases para las proyecciones financieras generan confiabilidad sobre el futuro en el corto y largo plazo. Así mismo, la E.S.P., cuenta con las herramientas financieras, administrativas, comerciales, técnicas y de infraestructura que permiten asegurar la viabilidad empresarial del negocio.

CENS mantiene un monopolio natural en la distribución y comercialización de energía en el departamento del Norte de Santander, sumado al hecho que su base de clientes se encuentra concentrada principalmente en el mercado regulado, le da cierta predictibilidad y estabilidad a su generación de caja.”