

**INFORME DE GESTIÓN**  
**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER**  
**S.A. E.SP. – CENS S.A. E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS**  
**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA**  
**Bogotá D.C., Diciembre de 2012**

VG-F-004

Página 1 de 87

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA .....</b>	<b>4</b>
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA .....	4
1.2. JUNTA DIRECTIVA .....	5
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA .....	5
<b>2. ACCIONES DE LA SSPD .....</b>	<b>5</b>
<b>3. ASPECTOS FINANCIEROS.....</b>	<b>6</b>
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO: .....	6
3.2. BALANCE GENERAL.....	6
3.3. ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL .....	12
3.4. INDICADORES FINANCIEROS.....	17
3.4.1. <i>Rentabilidad Operacional</i> .....	17
3.4.2. <i>Liquidez</i> .....	19
3.4.3. <i>Deuda</i> .....	19
3.5. CONCLUSIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LA EMPRESA .....	21
3.6. REVISORÍA FISCAL .....	22
<b>4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS .....</b>	<b>22</b>
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA .....	22
4.2. INVERSIONES.....	32
4.3. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN .....	43
4.4. CONFIABILIDAD.....	46
4.5. ASPECTOS AMBIENTALES .....	47
.....	48
4.6. CALIDAD DEL SERVICIO .....	50
4.7. CUMPLIMIENTO AL RETIE. ....	58
<b>5. ASPECTOS COMERCIALES.....</b>	<b>59</b>
5.1. EVOLUCIÓN EN EL NÚMERO DE SUSCRIPTORES.....	59
5.2. NÚMERO DE EMPLEADOS.....	60
5.3. CONSUMOS .....	61
5.4. FACTURACIÓN .....	62
5.5. TARIFAS .....	62
5.6. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES- FOES.....	71

VG-F-004

• SUBSIDIOS FOES.....	71
5.7. PÉRDIDAS.....	72
5.8. EL NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO (NSU)- PREMIO CIER.....	73
5.9. ATENCIÓN AL CLIENTE.....	79
<b>6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN .....</b>	<b>82</b>
<b>7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUJ.....</b>	<b>85</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>86</b>

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED**  
**NOMBRE EMPRESA**  
**ANÁLISIS 2011**

**AUDITOR: NEXIA INTERNATIONAL MONTES Y ASOCIADOS S.A.S**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

**1.1. Conformación de la empresa**

La Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander se constituyó en octubre de 1952 e inició operaciones en ese mismo año.

Actualmente Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA ESP - CENS, es una sociedad anónima de carácter mixto, filial del Grupo empresarial EPM, cuyo objeto social es la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, desarrollando las actividades de transmisión, distribución y comercialización en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar y la prestación de servicios y actividades de telecomunicaciones.

Los Estatutos Sociales fueron reformados en 2011 incluyendo en el objeto actividades de transmisión de energía eléctrica y prestación de servicios de telecomunicaciones y sus actividades complementarias, de acuerdo con el marco legal y regulatorio.

En el 2011 continua como Gerente General de Cens el Doctor Luis Alberto Rangel Becerra

La composición accionaria a diciembre de 2011 respecto de 2010 no tiene modificaciones y es como se muestra en la siguiente tabla:

ACCIONISTA	NÚMERO DE ACCIONES	PARTICIPACION %
EPM Inversiones S.A.	1.199.144.474	78,98306037
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	190.325.000	12,53597985
Ifinorte	118.254.798	7,78899128
Departamento Norte de Santander	1	0,00000007
Municipio de Cúcuta	6.033.710	0,3974174
Municipio de Ocaña	1.022.909	0,0673751
Municipio de Pamplona	676.374	0,04455017
Municipio de Villa del Rosario	283.213	0,01865416
Federación Nacional de Cafeteros -Comité Departamental de Cafeteros de Norte de Santander	5.644	0,00037175
Empresa de Energía de C/marca S.A	4.220	0,00027796
Municipio de San Cayetano	2.429	0,00015999
Trabajadores y Jubilados CENS	2.462.354	0,16218584
Sindicato de Industria de los Trabajadores Profesionales de la E.S.P	14.819	0,00097607
<b>TOTALES</b>	<b>1.518.229.945</b>	<b>100</b>

Fuente CENS S.A. E.S.P

## 1.2. Junta directiva

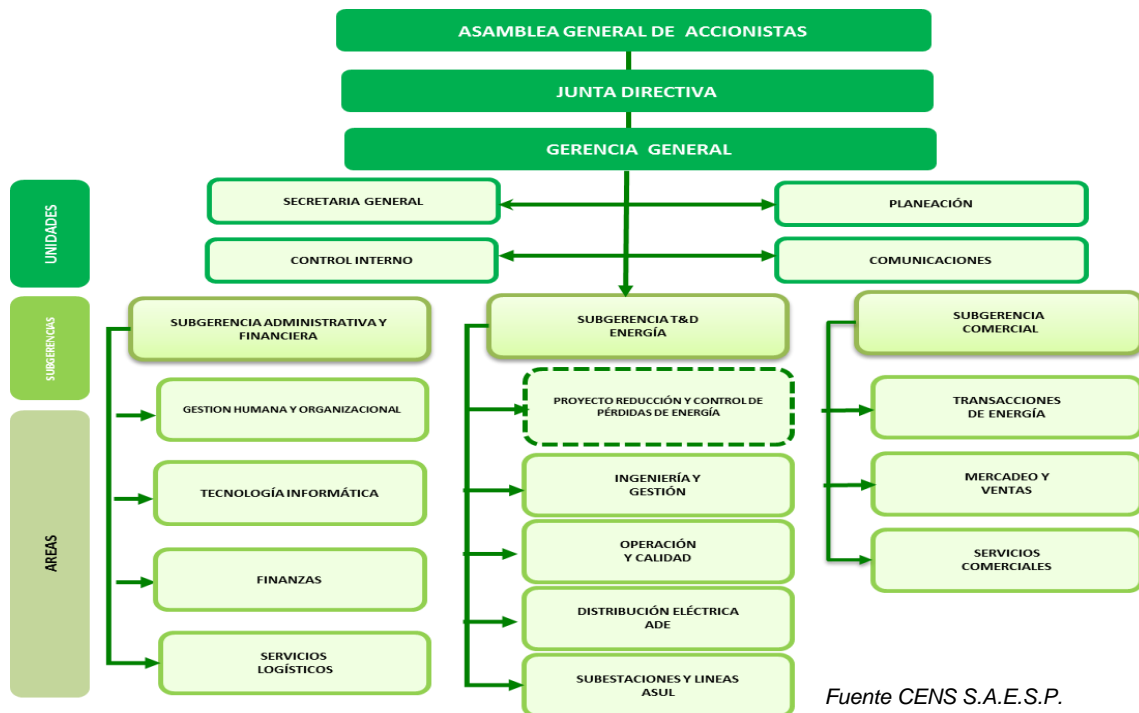
Según acta de Asamblea General de Accionistas número 0103 de febrero de 2011, inscrita el 15 de marzo de 2011 bajo el No09332890, fueron nombrados los miembros de la Junta Directiva para el período 2011 – 2012 como se presentan a continuación, los cuales respecto de 2010 no tiene modificaciones.

JUNTA DIRECTIVA A DICIEMBRE DE 2011	
PRINCIPALES	SUPLENTE
LUIS CARLOS RUBIANO ORTEGON	
GABRIEL RICARDO MAYA MAYA	CARLOS ALBERTO GOMEZ GOMEZ
OSCAR HERNAN HERRERA RESTREPO	HUGO EMILIO VÉLEZ MELGUIZO
NESTOR RAUL ENCINALES GALLO	JAIME VELEZ BOTERO
GOBERNADOR DEL DEPARTAMENTO DEL NORTE DE SANTANDER	CARLOS ALBERTO SOLANO BONNETT

Fuente: Acta 0103

## 1.3. Organigrama de la empresa

A diciembre 31 de 2012 el organigrama vigente en la empresa es el siguiente



## 2. ACCIONES DE LA SSPD

De acuerdo a lo informado por nosotros como Auditoría Externa según lo verificado en la entidad, no se tienen a la fecha de cierre 31 de diciembre de 2011 planes de mejoramiento suscritos con la SSPD.

### **3. ASPECTOS FINANCIEROS**

#### **3.1. Hechos Relevantes del último año:**

- **Escisión parcial de CENS para la creación de “CENS Inversiones S.A.”**

La Asamblea de accionistas en reunión ordinaria del 21 de febrero de 2011, aprobó la escisión de CENS para la creación de “CENS Inversiones S.A.”. Se adelantaron los trámites de autorización de la operación ante la Supersociedades, organismo de Inspección, Vigilancia y Control, previo acopio de la Información jurídica, financiera y contable, en cumplimiento de los requisitos legales que impone la Ley 222 de 1995, el Código de Comercio y la Circular 007-2008, garantizando de este modo la observancia absoluta de las normas y el respeto de los derechos de los accionistas minoritarios, de acreedores y de terceros en general. Aprobada la operación se procederá a la protocolización de la escritura pública, su registro y la consecuente materialización de la nueva empresa. Con esta operación se busca mejorar la estructura financiera de CENS.

#### **Resumen Trámite Proyecto de Escisión**

- El 28 de enero de 2011, la Junta Directiva, a través de la reunión No. 715 aprobó el proyecto de escisión y autorizó presentarlo a la Asamblea General de Accionistas.
- El 21 de febrero de 2011, se celebró la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, mediante la cual se aprobó el proyecto de escisión con los estados financieros con corte al 31 de diciembre de 2010.
- El 20 de octubre de 2011, se presentó solicitud formal de aprobación de la escisión ante la Superintendencia de Sociedades.
- El 15 de noviembre de 2011, la Superintendencia requiere una serie de documentos, que fueron enviados el 14 de diciembre del mismo año.

Una vez aprobada la operación se procederá a la protocolización de la escritura pública y a su registro y la consecuente materialización de la nueva empresa, la cual se espera debe realizarse en el primer semestre del año 2012.

- **Acuerdos de mejoramiento, programas de gestión con la SSPD**

Durante el 2011 Cens S.A. E.S.P no suscribió acuerdos de mejoramiento ni programas de gestión con la SSPD

#### **3.2. Balance General**

A continuación se muestra el Balance General de Cens S.A. E.S.P por los periodos 2009, 2010 y 2011:

CENS S.A. E.S.P.					
BALANCE GENERAL DICIEMBRE 2009-2010-2011					
(Cifras expresadas en millones de pesos)					
DETALLE	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011	Var (Año 2/Año 1)	Var (Año 1/Año Informe)
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>1.062.918</b>	<b>1.149.543</b>	<b>1.126.477</b>	<b>92%</b>	<b>102%</b>
<b>Activo Corriente</b>	<b>109.056</b>	<b>195.832</b>	<b>147.072</b>	56%	133%
Disponible	14.336	87.926	60.662	16%	145%
Inversiones	31.934	31.586	9.555	101%	331%
Deudores	54.652	68.406	67.757	80%	101%
Inventarios	8.134	7.914	5.831	103%	136%
Otros Activos	0	0	3.267		0%
<b>Activo No Corriente</b>	<b>953.862</b>	<b>953.711</b>	<b>979.405</b>	<b>100%</b>	<b>97%</b>
Inversiones	27.230	7.277	65	374%	11195%
Deudores	6.129	19.027	20.035	32%	95%
Propiedad Planta y equipo neto	188.050	198.855	221.843	95%	90%
Otros Activos	732.453	728.552	737.462	101%	99%
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>193.251</b>	<b>299.453</b>	<b>297.163</b>	<b>65%</b>	<b>101%</b>
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>47.947</b>	<b>85.451</b>	<b>86.125</b>	<b>56%</b>	<b>99%</b>
Obligaciones Financieras	0	0	5.000		0%
Cuentas por Pagar	44.744	62.144	45.183	72%	138%
Obligaciones Laborales	0	533	2.814	0%	19%
Pasivos Estimados	3.203	14.917	21.954	21%	68%
Otros Pasivos		7.857	11.174	0%	70%
<b>Participa Pasivo Corriente</b>	<b>25%</b>	<b>29%</b>	<b>29%</b>	<b>87%</b>	<b>98%</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>	<b>145.304</b>	<b>214.002</b>	<b>211.038</b>	<b>68%</b>	<b>101%</b>
Obligaciones Financieras	0	50.000	45.000	0%	111%
Cuentas por Pagar	0	527	5.440	0%	10%
Obligaciones Laborales	3.942	3.384	2.609	116%	130%
Pasivos Estimados	133.050	150.146	152.175	89%	99%
Otros Pasivos	8.312	9.945	5.814	84%	171%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>869.667</b>	<b>850.090</b>	<b>829.314</b>	<b>102%</b>	<b>103%</b>
<b>Utilidad Neta</b>	<b>27.811</b>	<b>34.272</b>	<b>21.062</b>	<b>81%</b>	<b>163%</b>

Fuente: SUI

En el último año los **Activos** de la empresa pasaron de **\$1.149.543** millones a **m**, registrando un decremento del 2%, en tanto que la variación obtenida entre 2010 y 2009 es positiva por un 8%, periodo en el que se registra mayor dinamismo en los activos corrientes con una variación del 92% al pasar **\$195.833** millones a **\$147.072**, destacándose la cuenta deudores con un saldo de **\$67.757** millones en el 2011.

En el 2011 El activo corriente de la entidad disminuye respecto al período anterior, básicamente en las cuentas disponible e inversiones, situación que estaba prevista por la entidad, y corresponde principalmente al pago de los dividendos sobre las utilidades del año 2009 y 2010, así como, del pago del excedente de reserva legal, de igual forma el pago de interés del crédito adquirido en diciembre de 2010 por **\$50.000** millones e impuestos, por lo cual, disminuyen los activos corrientes en sus

componentes de efectivo e inversiones de renta fija los cuales son utilizados para el pago de éstos.

A diciembre 31 de 2010 se tenían registrados en cuentas por pagar un valor de **\$12.206** millones por concepto de dividendos que serían pagados a partir de enero de 2011, suma que influyó en la disminución del monto total de los pasivos al cierre de 2011.

Las inversiones corrientes y no corrientes de la empresa en 2011 ascienden a \$9.620 millones concentradas principalmente en el corto plazo (\$9.555 millones), conformadas por títulos de renta fija y una inversión con fines de política para el cubrimiento utilidades decretadas y excedente de reserva legal.

En relación a los deudores estas cuentas presentan al cierre de 2011 y en referencia al 2010 un incremento por **\$5.523** millones, un 10%, cuando pasa de **\$50.664** millones a **\$56.187** millones, esta situación se debe principalmente a: en el sector particular con un aumento, por la crisis económica que atravesó el departamento durante el 2011, a causa de las relaciones comerciales con Venezuela y mayor precio en las tarifas y en el sector oficial, con una disminución a raíz de la gestión de cobro adelantada por el equipo de cartera a las entidades oficiales de forma persuasiva y la aceptación del plan de financiación arreglemos cuentas cor CENS.

Durante 2011 se realizó el castigo de las cuentas por cobrar correspondientes a los saldos en mora de las cuentas de los usuarios del Municipio de Gramalote, afectados por el desastre ocurrido, en cuantía de de **\$25** millones, operación debidamente aprobada.

El inventario en el 2011 respecto de 2010, presenta una disminución neta de **\$2,083** millones derivada particularmente del retiro de elementos devolutivos debido al cambio de modalidad prevista en el nuevo sistema ERP One World; igualmente, por las bajas de inventario correspondiente al retiro de algunos elementos, debido a su estado de obsolescencia o deterioro.

La propiedad planta y equipo al cierre de 2011 presenta un incremento del 11% respecto de 2010, esta variación básicamente por incremento en construcciones en curso por la ejecución de actividades de expansión y remodelación, reposición de redes primarias y secundarias, proyecto de electrificación rural, así como la compra de materiales que son invertidos en los proyectos respectivos. Adicionalmente, se inicio la construcción del nuevo edificio administrativo y bodegas para almacenar residuos sospechosos, contaminados, comunes e industriales.

Además Cens durante 2011 sacó a funcionamiento equipos en las diferentes subestaciones, con ocasión del programa compra de equipos y plan de reposición 2011 adelantado por el área de subestaciones y líneas, además se puso en servicio la subestación Atalaya, todo por valor total de **\$5.578** millones. Adicionalmente, se realizaron traslados al grupo de subestaciones por valor de **\$25.968** millones, en desarrollo del inventario de activos eléctricos realizado por los líderes funcionales del proyecto NIIF.

Los **Pasivos** de la compañía en 2011 alcanzaron un valor de **\$297.163** millones, obteniendo una participación del 26% dentro de la estructura de capital. El pasivo en el



2011 se mantiene relativamente estable respecto de 2010, con una disminución del -1%.

Las obligaciones financieras en el 2011 respecto del 2010 se mantienen estables por **\$50.000** millones, este crédito tiene un plazo de 7 años, con 2 años de período de gracia de pago de capital contados a partir de la fecha del desembolso 30 de diciembre de 2010, pagadero en 10 cuotas semestrales iguales semestre vencido.

En 2011 se cancelan dividendos por pagar decretados 2010 en Asamblea Extraordinaria de Accionistas el 21 de enero de 2010, en cuantía de **\$12.206** millones.

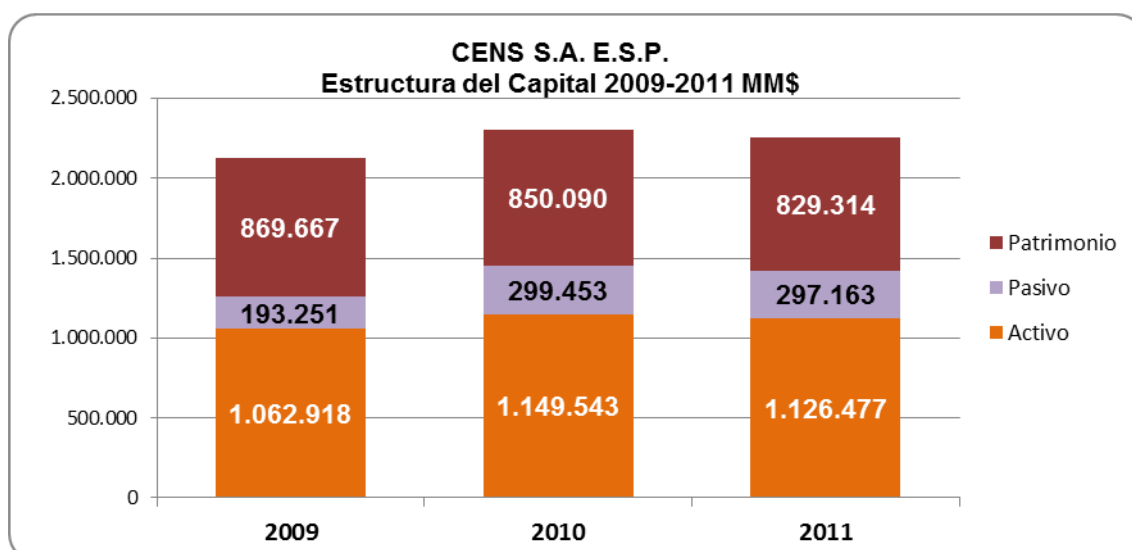
Las obligaciones pensionales al cierre de 2011 alcanzan la suma de **\$136.326** millones, y de 2010 de **\$123.776** millones, estas representan el 41% y 46% del total del pasivo respectivamente.

Las obligaciones pensionales de CENS, están amortizadas al 31 de diciembre de 2011 en 90% (2010 – 83.73%). Teniendo en cuenta que no se ha llegado a un 100% de amortización contable y cumpliendo con lo dispuesto por la CGN y la directriz de casa matriz de descontar de la provisión el valor de la nómina de jubilados, se hace necesario amortizar mensualmente este valor, más la cuota mensual de amortización, para llegar a una amortización total del 100% en 2013

La composición de la deuda en el 2011 se concentra básicamente, en las provisiones para pensiones con un 51%, seguido de las cuentas por pagar con 15%.

Por su parte el **Patrimonio** institucional alcanzó **\$829,315** millones, reflejando frente al 2010 una disminución de **\$20,775** millones, atribuible a la distribución de **\$3,378** millones que excedían la reserva legal, la aplicación de **\$3,735** millones del nuevo impuesto al patrimonio y el efecto del comportamiento en el resultado neto del ejercicio. El capital suscrito y pagado para los tres años objeto de análisis no presenta variación manteniéndose en un valor de **\$15.182.300** millones.

En la siguiente gráfica presentamos la estructura del capital por los últimos tres años:



A continuación se presenta de manera general el comportamiento de algunos indicadores de balance:

❖ **Apalancamiento Propio**

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Apalancamiento Propio	82%	74%	74%

El **apalancamiento propio** mide la participación del patrimonio en el activo total, el resultado se presenta constante para 2010 y 2011 con un 74%, en tanto que para el 2009 es por 82%. Esta situación ya que si bien el patrimonio en los tres años se mantiene relativamente estable, en 2009 se cuenta con un menor nivel de activos, específicamente en la cuenta disponible con \$14.336, \$87.926 y \$60.662 millones, respectivamente.

Para 2010 y 2011 se mantiene el resultado del indicador, advirtiendo que si se toma frente a los activos el patrimonio depurado en las valorizaciones la participación para el 2011 sería de 30,51% frente al 33,92% del 2010.

❖ **Activo corriente / Activo Total /- /Propiedad Planta y equipo**

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Activo Cte / Activo Total	10%	17%	13%
Activo Cte / Propiedad Pta y Eq	58%	98%	66%

**Activo corriente / Activo Total /:** La disminución del 4% que presenta este indicador frente al resultado de la vigencia anterior obedece al decremento de la porción corriente del activo, producto de la cancelación de inversiones de liquidez para el cubrimiento de compromisos tales como pago de dividendos, reserva e impuestos.

La participación del activo corriente disminuyó dado que con parte del efectivo y las inversiones de renta fija que tenía la entidad se realizó el pago de dividendos decretados al cierre de 2010, además de pagos por concepto de intereses de la deuda adquirida en 2010 para el proyecto de escisión, reserva e impuestos.

Este resultado en el 2011 respecto de 2009 se mantiene relativamente estable

**Activo corriente /Propiedad Planta y equipo:** En 2010 el activo corriente es superior que en 2009 y 2011, esto hace que el indicador se incremente en este periodo. Como quiera se observa un adecuado nivel de activo corriente respecto del activo inmovilizado en los 3 años.

❖ **Cartera de Servicio- Rotación de Cartera**

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Cartera de Servicio M\$	56.386	86.870	84.257
Rotación Cartera- Días	59	78	74

Para el 2010 respecto de 2009 se presenta en los saldos de cartera un incremento del 54% en las cuentas por cobrar servicio, consecuentemente un aumento de la rotación

en 19 días, esta situación básicamente se genera por: 1) El registro de las ventas estimadas del mes de diciembre y que a la fecha de cierre no habían sido facturadas; 2) El crecimiento de las ventas del 16%, ocasionado por las altas temperaturas del año 2010 y por ende el aumento del consumo; y la mora en los pagos de los usuarios particulares ocasionada por la crisis fronteriza y la difícil situación económica; 3) El incumplimiento del sector oficial como consecuencia de la crisis hospitalaria y 4) El monto de los subsidios otorgados vía tarifa y que a 31 de diciembre no han sido pagados por el FSSRI.

Para el 2011 y en referencia al 2010, la cartera y el indicador se mantienen relativamente estables, sin embargo, dicho indicador se afecta por factores como la estimación de ingresos que al cierre aún no han sido facturados, además de los valores que adeuda el FSSRI por concepto de subsidios del cuarto trimestre.

#### ❖ Nivel de Endeudamiento

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Nivel de Endeudamiento	18%	26%	26%

Este indicador señala la proporción en la cuál participan los acreedores sobre el valor total de la empresa.

Para el 2010 el nivel de endeudamiento se ubica en un 18%, siendo su mayor componente los pasivos pensionales.

La entidad a diciembre 31 de 2011 y 2010 presenta un nivel de endeudamiento del 26% indicando que por cada peso que la E.S.P., tiene en sus activos debe \$26, siendo el principal componente la obligación financiera contraída finalizando 2010, las cuentas por pagar a proveedores de energía y los pasivos pensionales. La concentración del endeudamiento a corto plazo equivale al 25% del total de los pasivos, no obstante la entidad cuenta con los recursos suficientes para asumir los compromisos actuales y proyectar futuras inversiones, considerando los resultados de la generación interna de fondos obtenida durante los últimos períodos.

#### ❖ Cuentas por Pagar- Rotación Cuentas por Pagar

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Cuentas por Pagar	41.697	46.659	40.318
Rotación cuentas por pagar Días	52	58	46

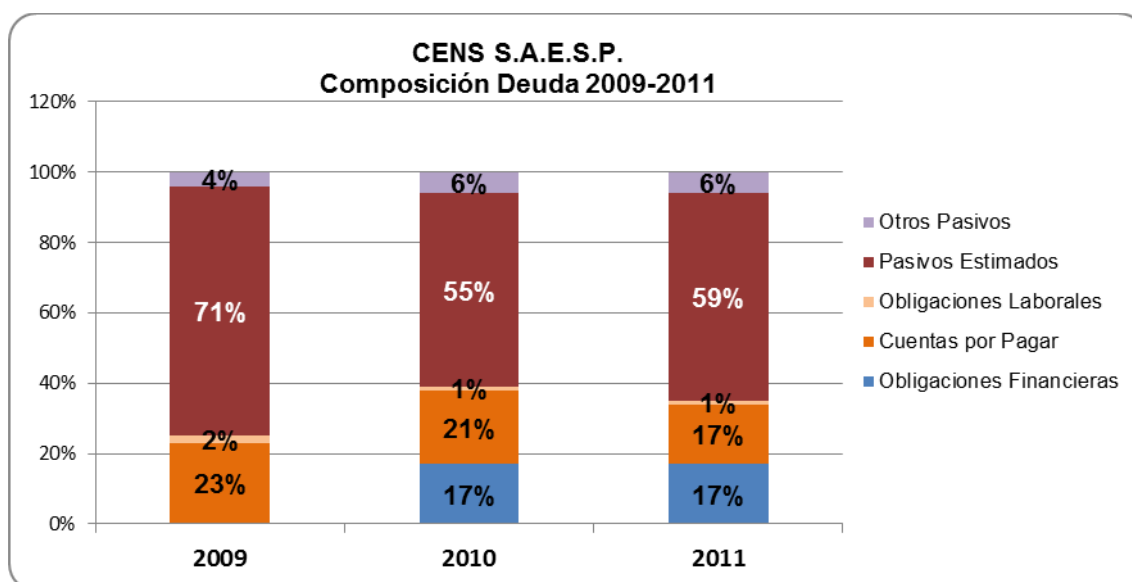
Las cuentas por pagar en 2009, 2010, y 2011 varían según la necesidad de realizar compras de energía para atender la demanda registrada en cada vigencia

En 2010 respecto de 2009 los saldos de las cuentas por pagar por concepto de adquisición de bienes aumentaron un 12% debido a la necesidad de realizar mayores compras de energía para atender el aumento de la demanda originada por las altas temperaturas del primer semestre de 2010.

En 2011 y en referencia al 2010 la rotación de cuentas por pagar se disminuyó en 12 días sin embargo, en referencia es de anotar 1) La política de pagos a proveedores de CENS que establece que el pago de las facturas se realizará 30 días después de su

radicación; 2) Las condiciones de pago pactadas con los proveedores de energía que establecen un plazo de 60 días para el pago de las facturas.

En la composición en 2011 se presenta en un 17% para obligaciones financieras, un 17% para cuentas por pagar, y un 7% para obligaciones laborales y otros pasivos. Se observa que la concentración de la deuda esta en un 59% para pasivos estimados, principalmente por las provisiones para pensiones.



#### ❖ Utilidad Neta / Patrimonio

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Utilidad Neta /Patrimonio	3%	4%	3%

Tal como se observa la utilidad neta respecto al patrimonio en los tres periodos se presenta relativamente estable, por cuanto el patrimonio no presenta mayores variaciones.

### 3.3. ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL

A continuación se muestra el estado de Actividad Financiera, económica, social y ambiental por los periodos 2009, 2010 y 2011:

CENS S.A. E.S.P.					
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL DICIEMBRE 2009-2010-2011					
Detalle	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011	Var (Año 2/Año 1)	Var (Año 1/Año Informe)
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>350.964</b>	<b>406.911</b>	<b>416.793</b>	<b>86%</b>	<b>98%</b>
Generación	0	0	0		
Transmisión	0	0	0		
Distribución	34.927	37.429	38.517	93%	97%
Comercialización	314.780	369.247	378.276	85%	98%
<b>Costos Operacionales</b>	<b>292.097</b>	<b>292.039</b>	<b>323.465</b>	<b>100%</b>	<b>90%</b>
Costos Operacionales	292.097	292.039	323.465	100%	90%
<b>Participa Costo Operac/Ing</b>	<b>83%</b>	<b>72%</b>	<b>78%</b>	<b>116%</b>	<b>92%</b>

VG-F-004

CENS S.A. E.S.P.					
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL DICIEMBRE 2009-2010-2011					
Detalle	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011	Var (Año 2/Año 1)	Var (Año 1/Año Informe)
<b>Operac</b>					
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>58.867</b>	<b>114.872</b>	<b>93.328</b>	<b>51%</b>	<b>123%</b>
<b>Gastos Operacionales</b>	<b>40.073</b>	<b>88.955</b>	<b>74.792</b>	<b>45%</b>	<b>119%</b>
Gastos Administración	27.279	57.633	58.701	47%	98%
Gastos Depreciación, Amort, Agota	12.794	31.322	16.091	41%	195%
<b>Participa Gastos Operac/Ing Operac</b>	<b>11%</b>	<b>22%</b>	<b>18%</b>	<b>52%</b>	<b>122%</b>
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	<b>18.794</b>	<b>25.917</b>	<b>18.536</b>	<b>73%</b>	<b>140%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>60.188</b>	<b>91.744</b>	<b>72.560</b>	<b>49%</b>	<b>126%</b>
<b>Ingresos No Operacionales</b>	<b>12.085</b>	<b>11.497</b>	<b>12.851</b>	<b>105%</b>	<b>89%</b>
<b>Gastos No Operacionales</b>	<b>3.068</b>	<b>3.142</b>	<b>10.325</b>	<b>98%</b>	<b>30%</b>
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>27.811</b>	<b>34.272</b>	<b>21.062</b>	<b>81%</b>	<b>163%</b>
<b>Participa Utilidad Neta/Ing Operac</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>	<b>5%</b>	<b>94%</b>	<b>167%</b>

Fuente SUI

CENS, presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica desarrollando las actividades de distribución y comercialización en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar. Además, desarrolla otras actividades complementarias a su objeto social como son la facturación conjunta de otros servicios, de acuerdo con el marco legal y regulatorio colombiano.

Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales, sectores comercial, industrial, oficial, alumbrado público, mercado regulado y no regulado.

CENS concentra su actividad en dos líneas de negocios Comercialización y Distribución. El mercado atendido por la compañía se encuentra dividido en cinco (5) regiones: Metropolitana Cúcuta, Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica, y provee su servicios a 46 Municipios, cuarenta y dos (42) en el departamento del Norte de Santander, (4) en Cesar y uno (1) en Bolívar.

CENS tiene firmados contratos de servicio de mantenimiento, expansión y recaudo del servicio de Alumbrado Público en los mismos municipios de su área de atención exceptuando Cúcuta, Villa del Rosario y Los Patios.

La principal fuente de **ingresos** de la empresa es la venta de energía comprada a los generadores y comercializadores en contratos a largo plazo o en bolsa. Igualmente hacen parte los ingresos por los servicios conexos tales como; instalaciones, reconexiones, uso de líneas, redes y servicios de facturación, los cuales se causan durante el período en que se presentan.

Igualmente presta los siguientes servicios:

- Financiamiento de proyectos eléctricos a instalaciones de su Mercado No Regulado – MNR.
- Recaudo de financiamiento de electrodomésticos – RAYCO.
- Alquiler de infraestructura a empresas de telecomunicaciones.
- Financiamiento de bombillos ahorradores – Uso Racional de Energía (URE)
- Recaudo a terceros.

VG-F-004

Las ventas durante el 2011 crecieron en 1.8% respecto al 2010, equivalentes a 19.28 GWh, este crecimiento no alcanzó el valor presupuestado de 47.23 KW. Durante el primer semestre del año las ventas fueron inferiores a las del 2010 como consecuencia de la ola invernal, para el segundo semestre el incremento es producto del ajuste a los ciclos de facturación.

El comportamiento de los **ingresos** 2010 -2009 presentaron una variación del 16%. En el último año los ingresos operacionales permanecieron relativamente estables aumentando un 2% en particular por el comportamiento de los ingresos producto de la actividad de comercialización. Se destacan como aspectos puntuales en el aumento de los ingresos los siguientes:

Los **Ingresos Operacionales** a Diciembre de 2011 ascienden a \$416.793 millones mientras que para el mismo período de 2010 presentaban un saldo de \$406.911 millones con un alza del 2% tal variación fue generada por:

❖ **Distribución de Energía:** El sistema eléctrico del Norte de Santander está interconectado con el Sistema de Transmisión Nacional mediante tres líneas a 230 kV y dos interconexiones con el sistema eléctrico de Cadafe (Venezuela). CENS presta los servicios de distribución y comercialización de energía a los 40 municipios del departamento del Norte de Santander, 3 del Departamento del Cesar y 1 en el Departamento de Bolívar.

La empresa atiende a 397.280 clientes (incluido clientes no regulados), concentrados principalmente en el mercado regulado. Además, la distribución del consumo ha estado concentrada en el sector residencial (91,68%), especialmente en los estratos 1 y 2 (71,31%). Actualmente, CENS cuenta con una cobertura de prestación del servicio del 98% en el área urbana y del 77% en área rural, dada la gran extensión de la zona de influencia.

El Sector residencial que representa 70% del Mercado Regulado presentó un crecimiento en su consumo de 2,73GWh y el 30% restante del mercado, representado por la clase de servicio no residencial, registró un incremento del 2.8% concentrado en los sectores Comercial con 6.02 GWh e Industrial con 2.33 GWh. Para el mercado No Regulado el 71% del incremento se registra en los Grandes Clientes y 29% en el Alumbrado Publico.

❖ **Mercado Regulado:** Dicho mercado presentó un crecimiento de 3% correspondiente a \$8,982 millones, se vendieron 10 GWh más que el año anterior (907 GWh); El sector residencial presenta incremento de 3 GWh y el no residencial con crecimiento de 7 GWh, por mayor consumo originado por las altas temperaturas presentadas durante el segundo semestre de 2011. Así mismo, la recuperación de ventas en el sector residencial por el ajuste de ciclos de facturación para reflejar las ventas al periodo de consumo real, mediante el acortamiento de los ciclos de facturación. La tarifa promedio de venta fue de \$346.29/kWh y creció en \$5.94/kWh respecto al 2010, producto del incremento del cargo Restricciones.

❖ **Mercado No Regulado:** Se presenta un declive del 6% en los ingresos del mercado no regulado equivalente a \$1,853 millones, debido a la disminución de la tarifa promedio de venta en \$22.9/KWh, ubicándose en \$216.51/kWh; el comportamiento de la tarifa promedio está afectada por el cargo de generación a

VG-F-004

precio de bolsa nacional para los usuarios Aguas Kpital y Ecopetrol, no obstante se vendieron 6.3 GWh más respecto al 2010 (139.8 GWh).

- ❖ **Alumbrado Público:** Se presenta un crecimiento del 1% correspondiente a \$213 millones, dado que se vendieron 2.61 GWh más que el año anterior (53.86 GWh), como producto de la actualización de los aforos en los Municipios, sin embargo, se aprecia un decrecimiento en la tarifa promedio de venta de \$9.84/kWh respecto a la tarifa 2010 (\$293.89/kWh) debido a la disminución en el componente de Generación causado por las compras en bolsa a un menor valor que el presentado en 2010.
- **STR - Sistema de Transmisión Regional:** Se observa un crecimiento de 2% equivalente a \$498, millones producto del alza en el IPP y el cálculo del cargo del STR del año anterior respecto al aprobado con la actualización del AOM Res. CREG 051/2010, el cual se ubico en \$25,473 (precios dic./2007).
- **SDL - Sistema de Distribución Local:** Se evidencia un aumento de \$363 millones, impactado por el incremento de la tarifa promedio en \$3.83/kWh por encima del año anterior (\$42.21/kWh), dada la variación positiva del IPP, el cual a diciembre se ubica en 118.55; no obstante, se vendieron 9.2 GWh menos que el año anterior (105.6 GWh) producto de la migración de grandes clientes hacia CENS.

**Evolución del mercado:** A diciembre 31 de 2011 la participación en el mercado es del 93%. En relación con los competidores es de comentar que en el mercado de CENS participan alrededor de nueve comercializadores quienes acogen 139 usuarios entre regulados y no regulados pero con una participación de sólo el 7% en relación con la demanda atendida, ya que CENS a diciembre de 2011 tenía el 93% del total del mercado.

En 2011 y respecto al año anterior la demanda, es decir, la energía comprada por CENS, creció 0.01 %, al pasar de 1,292.28 GWh en el 2010 a 1,292.36 GWh en el 2011; se esperaba un crecimiento mayor no obstante los factores climatológicos producto del fenómeno de la Niña se vieron reflejados en un menor consumo del usuario.

Siguiendo con nuestro análisis **los costos** al cierre de 2010 respecto de 2009 se mantienen relativamente estables con una variación del 0,02%, entanto que 2011 respecto de 2010 aumentan en un 11%, esta situación básicamente por efectos de los costos de operación comercial y costos por restricciones.

El aumento del costo de ventas de energía en 2011 obedece al crecimiento en la tarifa de compras, ya que la **tarifa promedio de compra** se ubicó en \$125.29/kWh superior en \$8.46/kWh respecto al año anterior.

Una vez verificada la **exposición a bolsa** a que se vio expuesta la Cens durante el 2011, se observa que las compras en bolsa representaron 7,6% de la demanda, lo que refleja la mínima exposición al mercado spot. El comportamiento de los precios de bolsa fluctúa según las condiciones climáticas, en este contexto, al aumentar el aporte hidrológico a propósito del Fenómeno de la Niña, la demanda fue atendida principalmente con las plantas hidráulicas, hecho que desencadenó fluctuaciones en los precios de bolsa con tendencia a la baja.

VG-F-004

**Las compras en bolsa del 2011** fueron en promedio del 7,6%, lo anterior teniendo en cuenta que de la energía requerida con compra en largo plazo se cubre el 92%. En el 2010 se advierte un 0,9 superior a la del presente periodo, esta situación teniendo en cuenta el incumplimiento del suministro que debió enfrentar la ESP de parte del Comercializador Comercializar, de donde salió avante sin mayor exposición a bolsa por el cubrimiento del mercado que garantiza para cada periodo.

**Los costos por restricciones** al cierre de 2011 se registran por \$15.393 en tanto que de 2010 son por \$10.737 con un aumento del 43%, esta variación tienen que ver con generación de seguridad asociada al cumplimiento del criterio de confiabilidad. A demás de julio a diciembre de 2011 el incremento se ve afectado por indisponibilidades de elementos del sistema tales como Porce III y La Línea San Carlos Cerromatoso, que produce la obligación de generar energía térmica en la costa Caribe a un mayor costo.

Por lo comentado anteriormente, la variación total muestra un aumento del 43% equivalente a \$4.656 millones, impactando directamente el costo trasladado al usuario, toda vez que los costos por restricciones son aplicados en su totalidad al consumidor final vía tarifa.

Pasando a los **Gastos de Administración**, estos en el último año se mantienen relativamente estables con un incremento del 2%. Esta situación básicamente por un aumento de gastos de personal correspondiente a la profesionalización de la planta, y por ende se presenta crecimiento en las contribuciones efectivas por el aumento en los aportes al sistema de seguridad social.

**Los gastos por depreciación amortización y agotamiento** al cierre de 2011 respecto 2010 muestran un incremento del orden del 49%, esta variación se sustenta principalmente por efectos de amortización calculo actuarial, además durante el 2011, se capitalizaron cargos de construcciones en curso provenientes de los planes de negocio de reposición y expansión de redes, electrificación rural y la puesta en funcionamiento del laboratorio de seguridad.

**La Utilidad Operacional** al cierre de 2011 se registra por \$18.536 millones en tanto que en 2010 era por \$25.917 millones, con un decremento del 28%, tal variación ligada al comportamiento de los ingresos, costos y gastos

Luego de registrar un repunte del 38% de las utilidades operacionales entre 2009 y 2008, y de este modo un incremento en el Ebitda del 52%, CENS logró ubicar sus utilidades de operación en 2010 en \$25.917 millones con un importante crecimiento del 38% respecto 2009. Ahora bien, en el 2011 la utilidad operacional disminuye respecto 2010 en un 28% y por ende el Ebitda en un 21%, siendo la utilidad operativa por este año \$18.536 millones, resultado coherente al comportamiento de los ingresos, costos y gastos registrados en cada periodo.

En 2011 se contabilizaron **gastos no operacionales** de \$10.325 millones conformados principalmente por concepto de intereses y comisiones

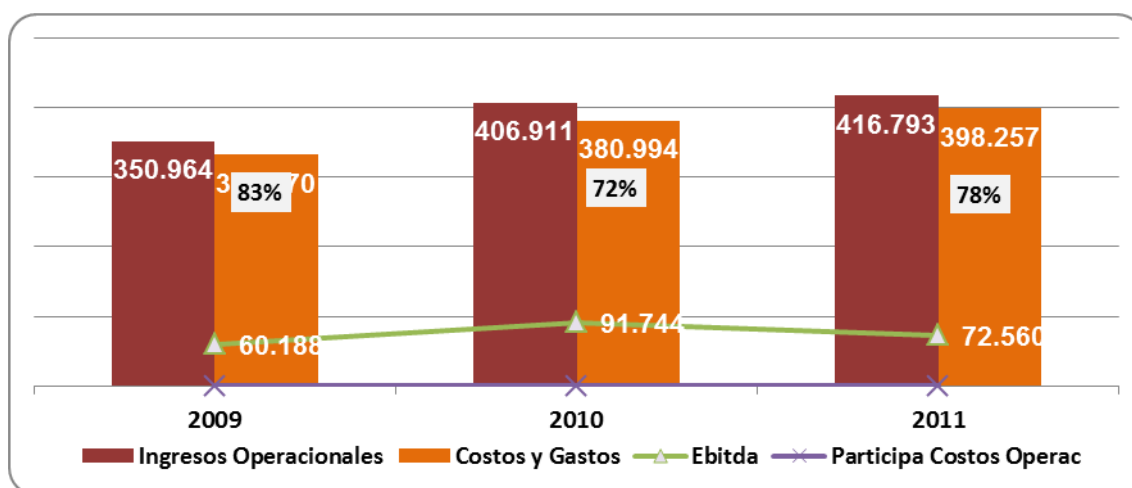
En 2011 y 2010 los **ingresos no operacionales** fueron de \$11.497 millones y \$12.851 millones conformados por financieros y extraordinarios.



La **Utilidades Neta** del 2009 se registra por M\$27.811, 2010 por \$34.272 y 2011 por \$21.062 millones, estas últimas presentan una disminución respecto al año anterior del 39%

Es así como el **margen neto** en 2009 y 2010 se mantiene constante por un 8%, en tanto que en 2011 disminuye a un 5%, situación coherente con el comportamiento sucedido en los ingresos, costos y gastos de cada periodo.

La siguiente grafica muestra el valor en millones de los ingresos operacionales, comparado con el total de egresos (costos y gastos operacionales), y el porcentaje de este último en relación a los ingresos, junto con el Ebitda obtenido, observándose la evolución durante 2009, 2010 y 2011.



### 3.4. Indicadores Financieros

Para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año, se muestran a continuación algunos indicadores y su comportamiento 2009-2010 y 2011

#### 3.4.1. Rentabilidad Operacional

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Ebitda	44.990	91.744	72.560
Margen Operacional	5%	6%	4%
Rentabilidad Activo ROA	6%	8%	6%
Rentabilidad Patrimonio ROE	6%	7%	7%

#### ❖ Ebitda

En el último año el Ebitda se ve afectado por el incremento en los costos equivalente a \$31.352 millones, además del alza en la participación de éstos en los ingresos en 6 puntos, al pasar de 71% en 2010 al 77% en 2011, situación generada principalmente por el aumento en los costos por restricciones, producto de la indisponibilidad del servicio por atentados contra la infraestructura línea Porce III - Cerromatoso, los costos de personal por el nuevo personal contratado considerando la nueva planta aprobada en Junta Directiva, además del incremento en el costo de compra de energía dado que la tarifa promedio de compra se ubicó en \$125.29/kWh superior en

VG-F-004

\$8.46/kWh respecto al año anterior, este incremento es inducido principalmente por el crecimiento del IPP en 5% y la renovación de los contratos de suministro de energía en el 2011, para los (1,202 GWh) adquiridos a través de contratos a largo plazo; para la energía adquirida a través de la Bolsa Nacional de Energía (89 GWh) se redujo la tarifa de compra en \$26.69/kWh.

El Ebitda en el 2011 presentó una sub ejecución del 14%, producto de la no ejecución del 2% en unidades vendidas, equivalentes a \$9,121 millones correspondientes a 28 GWh con tarifa promedio de \$326.26/kWh, originada por la menor facturación en venta de energía debido al impacto del fenómeno de la Niña sobre el consumo de los clientes, adicionalmente a la sub ejecución de los beneficios (SDL, STN, STR) dado la disminución de los cargos aprobados en la Res. GREG 051/2010.

#### ❖ **Margen Operacional**

De otro lado el Margen Operacional en 2009 y 2010 se mantiene relativamente estable con 5% y 6% respectivamente, con un declive en el 2011 al 4%, esta situación tal como lo mencionamos consecuente con el comportamiento de los ingresos, costos y gastos en cada periodo

#### ❖ **Rentabilidad del Activo**

La Rentabilidad del Activo al cierre de 2011 disminuye respecto de 2010 debido al decremento en el margen operacional considerando las alzas en el costo de ventas y prestación de servicios, y la estabilidad presentada en los ingresos de un período a otro. Además, los activos totales presentan una leve disminución de 2010 a 2011. Es de advertir que en este ejercicio se tiene en cuenta la totalidad del activo incluidas las valorizaciones, no obstante, si se hace la depuración restándole éstas, el resultado pasaría de 6,44% a 16,85%, mostrando realmente la rentabilidad de los activos productivos de CENS. Los resultados son favorables y reflejan un riesgo bajo considerando los activos productivos asociados a la prestación del servicio público de energía y por ende a la generación de ingresos o generación de valor para la entidad.

#### ❖ **Rentabilidad del Patrimonio**

Por su parte **La Rentabilidad del Patrimonio** se ve afectada por varios factores como lo son: la distribución de utilidades durante el 2011 situación que disminuyó el patrimonio total, de igual forma, el decremento en el margen operacional afecta directamente el resultado de éste indicador, no obstante, que la entidad para el 2011 presenta una notable disminución en el impuesto de renta, de **\$9,619** millones, diferencia originada por el declive en la utilidad contable y la inclusión de nuevos rubros en la depuración de la utilidad fiscal, como la provisión de litigios y demandas y la provisión para protección de inversiones.

Se presenta una disminución en este indicador, advirtiendo que se parte de la totalidad del patrimonio incluidas las valorizaciones, situación que no muestra la rentabilidad real del patrimonio de los accionistas, es de indicar, que de no tener en cuenta dicho rubro la rentabilidad del patrimonio ascendería al 45%, es decir, que la inversión realizada por los accionistas, les está generando una rentabilidad del 45%.

Considerando lo anterior, se concluye que la rentabilidad del patrimonio es apropiada y es superior (teniendo en cuenta los activos reales productivos y el patrimonio sin

VG-F-004

valorizaciones) en 28 puntos porcentuales a la rentabilidad de los activos. Ya que, a pesar de que el patrimonio es menor que los activos totales, es capaz de generar la misma utilidad de éstos, o como en este caso por encima. Esto ocurre porque el verdadero capital invertido no son los activos sino el patrimonio, puesto que parte de los activos están financiados por terceros.

### 3.4.2. Liquidez

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Razón Corriente	2%	2%	2%
Capital de Trabajo	61.109	110.382	62.307

#### ❖ Razón Corriente

La Razón Corriente en los tres años se mantiene estable por un 2% en cada periodo.

#### ❖ Capital de trabajo temporal

El capital de trabajo temporal de la entidad equivale a **\$62.307** millones, con un declive de **\$48.075** millones en comparación con Diciembre de 2010 cuando alcanzaba los **\$110.382** millones, advirtiendo que la disminución obedece principalmente a la utilización de parte del efectivo e inversiones en renta fija que se tenían a diciembre de 2010 en el pago de dividendos decretados desde 2010 y los correspondientes a las utilidades del ejercicio anterior, siendo en total **\$49.856**, además del pago del impuesto de renta por valor de **\$14.591** millones.

El activo corriente se encuentra comprometido en un 54,31% para el pago del pasivo a corto plazo

### 3.4.3. Deuda

Indicador	Año-2-2009	Año-1-2010	Año Informe 2011
Endeudamiento -%	19%	26%	27%
Apalancamiento -%	82%	74%	74%
Cobertura Gastos fros –Veces	32	41	12

#### ❖ Nivel de Endeudamiento

Ahora bien, al analizar el **Nivel de Endeudamiento** de la entidad a diciembre de 2011, este asciende al 27%, indicando que por cada peso que la E.S.P., tiene en sus activos debe \$27, siendo el principal componente la obligación financiera contraída finalizando 2010, las cuentas por pagar a proveedores de energía y los pasivos pensionales. La concentración del endeudamiento a corto plazo equivale al 25% del total de los pasivos, no obstante, tal y como lo mencionamos anteriormente la entidad cuenta con los recursos suficientes para asumir los compromisos actuales y proyectar futuras inversiones, considerando los resultados de la generación interna de fondos obtenida durante los últimos períodos.

El pasivo corriente presenta una disminución de **\$11,384** millones originada principalmente por la cancelación de cuentas por pagar diferentes de suministro de energía y servicios asociados, planteada como estrategia para reducir la migración de

VG-F-004

datos del nuevo ERP. No obstante el aumento de **\$11,974** millones correspondiente al ajuste del pasivo pensional y **\$5,000** millones de obligaciones financieras, así mismo obedece al incremento de **\$3,317** millones por recaudos de terceros correspondiente a subsidios del FOES.

#### ❖ **Apalancamiento propio:**

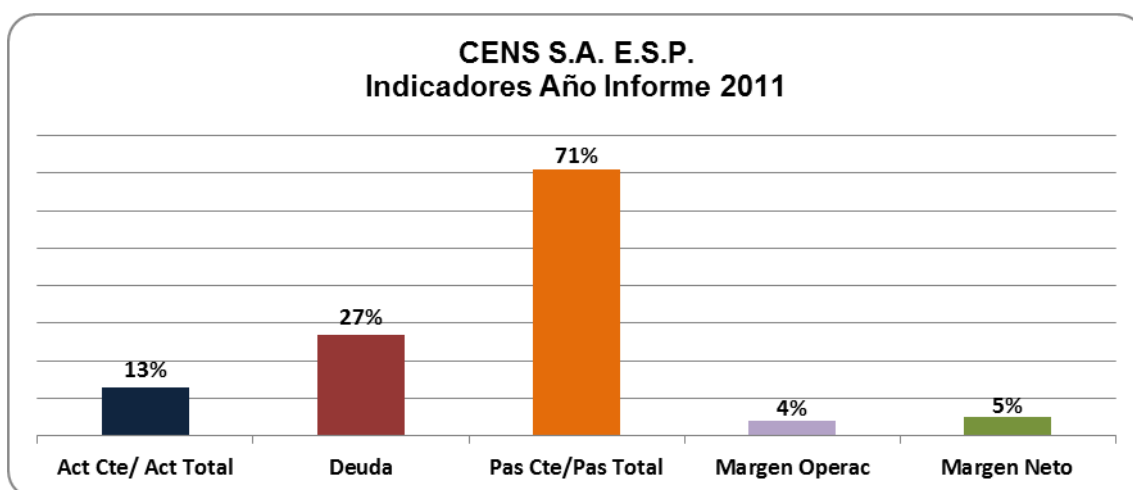
El Apalancamiento propio mide la participación del patrimonio en el activo total, el resultado se presenta constante para 2010 y 2011 con un 74%, en tanto que para el 2009 es por 82%. Esta situación ya que si bien el patrimonio en los tres años se mantiene relativamente estable en 2009 se cuenta con un menor nivel de activos, específicamente en la cuenta disponible con **\$14.336** millones, **\$87.926** y **\$60.662**, respectivamente.

Se mantiene el resultado del indicador, advirtiendo que si se toma frente a los activos el patrimonio depurado en las valorizaciones la participación para el 2011 sería de 30,51% frente al 33,92% del 2010.

#### ❖ **Cubrimiento de gastos financieros**

En el **cubrimiento de gastos financieros** al cierre de 2011 la relación disminuyó 28 veces respecto a los resultados del 2010, por la causación de intereses ocasionados en la obligación financiera adquirida por \$50.000 millones para adelantar el proceso de escisión de CENS.

A continuación se muestra gráficamente el resultado de algunos de los indicadores analizados para el 2011



### **3.5. Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa**

A continuación presentamos algunas conclusiones acerca del desempeño financiero de la empresa durante el 2011:

CENS produce un adecuado flujo de caja generado acorde a las necesidades de los recursos que necesita para operar la empresa, para reponer los activos, para pagar la deuda y para distribuir utilidades a sus propietarios. Una eficiente generación de recursos garantiza la solvencia para poder asumir los compromisos actuales y proyectar futuras inversiones sin necesidad de recurrir a financiamiento de los propietarios o de terceros, situación que viene siendo aplicada por la entidad y que se puede ver comparativamente con los períodos anteriores.

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.

De acuerdo al análisis realizado por la AEGR en cuanto a la viabilidad financiera de CENS S.A. E.S.P., donde también se mide la gestión del prestador en cuanto a los resultados obtenidos, se puede concluir que los mismos son satisfactorios para la E.S.P., dado que con el desarrollo de las actividades inmersas en el objeto social de la entidad se pueden generar los recursos suficientes para sufragar las obligaciones contraídas por el negocio y además realizar inversiones que permitan el fortalecimiento de la empresa en el Departamento y los demás municipios donde presta sus servicios, sin verse en la necesidad de buscar endeudamiento externo que le ocasionen gastos financieros, generando a su vez un retorno adecuado para los accionistas, acordes con la rentabilidad del negocio.

CENS mantiene una conservadora política de endeudamiento que la ha llevado a mostrar indicadores crediticios sólidos a través del tiempo. En el último año y de acuerdo con los lineamientos del grupo EPM de optimizar la estructura de capital de sus compañías, CENS tomó deuda por \$50.000 millones

No obstante lo anterior, CENS había financiado sus inversiones y necesidades de capital de trabajo con los flujos propios del negocio, manteniendo al mínimo sus niveles de endeudamiento. Sin embargo, de acuerdo con la estrategia del Grupo y con el fin de optimizar su estructura de balance, la compañía decidió incorporar a sus fuentes de financiamiento recursos de deuda.

El Índice de rentabilidad EBITDA, libera efectivo en cuantía de \$72.560 millones para el período 2011, mientras que para el 2010 alcanzaba los \$91.744 millones, los cuales pueden ser utilizados por la entidad para realizar inversiones, adquirir activos fijos y repartir dividendos.

La liquidez presentada se encuentra distribuida en los rubros de disponible, inversiones corrientes y deudores, siendo los deudores la partida más representativa con una participación del 50% del total del activo corriente, seguido del rubro de efectivo con el 44% siendo estos los activos con mayor rotación para la entidad, ya que los inventarios dada su calidad y composición en caso de requerirse su convertibilidad en efectivo sería un poco lenta.

La posición de liquidez de la CENS es adecuada, considerando que cuenta con un eficiente nivel de recaudo (sin considerar los subsidios que deben ser cancelados por la Nación y que son otorgados a los estratos 1, 2 y 3 por valor de \$45.811 millones), y favorables niveles de efectivo.

### **Concepto de Viabilidad Financiera AEGR 2011**

La AEGR durante la vigencia 2011 realizó auditorías financieras emitiendo en su opinión un concepto favorable sobre la viabilidad financiera de la empresa, siendo este consistente con los resultados observados.

### **3.6. Revisoría Fiscal**

La revisoría Fiscal emite para la vigencia 2011 un dictamen limpio.

## **4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

### **ASPECTOS ESPECIFICOS MACROPROCESO TECNICO**

El área técnica de Centrales Eléctricas del Norte de Santander procedió a realizar una reestructuración en cada uno de sus procesos con el propósito de atender de manera eficiente a sus usuarios a través de la implementación de un nuevo organigrama con áreas encargadas de aspectos específicos y con el personal necesario.

Se creó la Subgerencia de Transmisión y Distribución quién lidera las áreas de Ingeniería y Gestión, Operación y Calidad, Área de Distribución Eléctrica (ADE), Área de Subestaciones y Líneas (ASUL) y Proyecto de Control y Pérdidas de Energía.

La Subgerencia de T&D es la responsable del área técnica y operativa de tal manera que cumpla con la gestión de la inversión en proyectos que redunden en beneficio de la cobertura de todos sus usuarios y de la seguridad de la infraestructura eléctrica, disponibilidad del servicio de energía eléctrica, confiabilidad en la prestación, continuidad y oportunidad; llevar a cabo la operación del sistema Eléctrico realizando los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos necesarios para cumplir con la calidad en el servicio de energía eléctrica.

#### **4.1. Descripción de la infraestructura**

Centrales Eléctricas de Norte de Santander atiende su sistema de distribución a través de 34 subestaciones ubicadas estratégicamente en Cúcuta, Pamplona, Ocaña, Aguachica y Tibú.

En Cúcuta cuenta con 15 subestaciones con transformación 230/115/34,5/13,8 Kilovoltios para un total de 24 transformadores de diferentes potencias y una capacidad máxima instalada de 596 MVA, con lo que se presta el servicio de energía eléctrica en ésta capital.

En el municipio de Pamplona se atiende el servicio con una subestación de 34,5/13,8 Kv de transformación y una potencia máxima de 12,5 MVA.

Ocaña es atendida por CENS con 5 subestaciones de potencia con capacidad máxima total instalada de 64 MVA.

El municipio de Aguachica se atiende con 10 subestaciones de potencia con relaciones de transformación de 115/34,5/13,8 KV y una potencia máxima instalada de 85 MVA.

Tibu es atendido a través de tres subestaciones de potencia con relación de transformación de 115/34,5/13,8 KV y una potencia máxima instalada de 23 MVA. En total todo el sistema se atiende a través de una infraestructura compuesta por 49 transformadores de potencia y 792,86 MVA máximos instalados.

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.											
AREA DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS											
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS FRONTERA O DE CONEXIÓN STR/STN											
Regional	Item	Nombre	UBICACIÓN			Potencia nominal de transformación	Número de Tratos o Autotrafos	Σ (MVA Máx.)	CONFIGURACIÓN	COMPENSACIÓN REACTIVA	BARRAS CON MEDIDA DE CALIDAD DE LA POTENCIA (S/Nº)
			DIRECCIÓN	LATTUD	LONGITUD						
CUCUTA	1	BELEN	Avenida 27 No. 20-98 barrio Belén - Cúcuta.	7,877632	-72,526674	Banco de Autotrafos 230/115 KV/150 MVA (30/40/50 MVA)	3	150	230 KV - Anillo	No	TOTAL 5 EQUIPOS 1- C70 13.2 KV 1-C40 13.2 KV 1- C37 34.5 KV 1- ENTRADA 115 KV 1- BAHIA INSULA 115 KV
						Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Anillo	Sí, 2 bancos de 30 MVAR propiedad de EEB	
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
						Trafo 3 115/13.8 KV 20/25 MVA	1	25	13.2 KV - Barra Sencilla	No	
	2	SAN MATEO	Avenida 12 calle 39 parte alta barrio Bogotá, sector Monitora de Comunicaciones - Cúcuta	7,873491	-72,484315	Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Barra principal y transferencia	No	
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
					Trafo 3 115/13.8 KV 30/40/47 MVA	1	47	13.2 KV - Barra Sencilla	No		
OCAÑA	17	OCAÑA	Ocaña, vereda El Trapiche contiguo al Batallón Santander.	8,215161	-73,321590	Trafo 115/13.8 KV 18/24/30 MVA	1	30	115 KV - Barra principal y transferencia	No	TOTAL 4 EQUIPOS 1- CPAL 13.2 KV 1-LB5 34.5 KV 1- E5 115 KV 1- IC25 115 KV
						Trafo 115/34.5 KV 8 MVA	1	8	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	

## CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

## AREA DE SUBESTACIONES Y LINEAS

## SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 230/115/34.5/13.8 KV

Regional	Item	Nombre	UBICACIÓN			Potencia nominal de transformación	Número de Trafos o Autotrafos	Σ (MVA Máx.)	CONFIGURACIÓN	COMPENSACIÓN REACTIVA	BARRAS CON MEDIDA DE CALIDAD DE LA POTENCIA (SINQ)
			DIRECCIÓN	LATITUD	LONGITUD						
CUCUTA	1	BELEN	Avenida 27 No. 20-88 barrio Belén - Cúcuta.	7,877632	-72,526674	Banco de Autotrafos 230/115 KV 150 MVA (30/40/60 MVA)	3	150	230 KV - Anillo	No	TOTAL 5 EQUIPOS 1-C70 13.2 KV 1-C40 13.2 KV 1-C37 34.5 KV 1- ENTRADA 115 KV 1- BAHIA INSULA 115 KV
						Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Anillo	Si, 2 bancos de 30 MVAR propiedad de EEB	
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
						Trafo 3 115/13.8 KV 20/25 MVA	1	25	13.2 KV - Barra Sencilla	No	
	2	SAN MATEO	Avenida 12 calle 39 parte alta barrio Bogotá, sector Monitora de Comunicaciones - Cúcuta	7,873491	-72,484315	Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Barra principal y transferencia	No	TOTAL 6 EQUIPOS 1-C80 13.2 KV 1-C40 13.2 KV 1- C42 13.2 KV 1- OT15 34.5 KV 1- ENTRADA 115 KV 1- BAHIA INSULA 115 KV
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
						Trafo 3 115/13.8 KV 30/40/47 MVA	1	47	13.2 KV - Barra Sencilla	No	
	3	SEVILLA	Avenida al Aeropuerto calles 5N a la 7N - Cúcuta	7,905318	-72,504721	Trafo 115/13.8 KV 17/20 MVA	1	20	115 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 4 EQUIPOS 1-C1 13.2 KV 1-C2 13.2 KV 1-S10 115 KV 1-S20 115 KV
						Trafo 115/13.8 KV 25/32 MVA	1	32	13.8 KV - Barra sencilla	No	
	4	PALERMO	Via Cúcuta a Pamplona, vereda El Caney.	7,625626	-72,629937	Trafo 34.5/13.8 KV 6 MVA	1	6	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV
	5	PLANTA ZULIA	Corregimiento Puerto Lleras, vereda Caño Mono, contigua a la estación de Petronort-Ecopetrol.	8,222134	-72,470156	Trafo 115/13.8 KV 17.2 MVA	1	17.2	115 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-S10 115 KV
	6	PATIOS	Km 8 salida a Pamplona, municipio de Los Patios.	7,821853	-72,514436	Trafo 34.5/13.8 KV 10/12.5 MVA	1	12.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV
	7	CORNEJO	Sector La Y, vía a San Cayetano.	7,905248	-72,630653	Trafo 34.5/13.8 KV 5 MVA	1	5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV
	8	CULEBRA	El Zulia, vía a la Represa.	8,061745	-72,598260	Trafo 34.5/13.8 KV 5 MVA	1	5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV
	9	SALAZAR	Casco urbano, Municipio de Salazar	7,773674	-72,801283	Trafo 34.5/13.8 KV 3.5 MVA	1	3.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV
10	ATALAYA	Avenidas 26 y 24 y entre las calles 6N y la Autopista Juan Atalaya, Barrio El Claret - Cúcuta	7,909781	-72,528375	Trafo 34.5/13.2 KV 20/22 MVA	1	22	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV	
11	SARDINATA	Calle 9A 9-45 Barrio San Francisco, Sardinata.	8,085260	-72,798494	Trafo 34.5/13.8 KV 3 MVA	1	3	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV	
12	EL ZULIA	Municipio El Zulia, vía a Tibú Barrio La Alejandra.	7,945879	-72,602574	Trafo 34.5/13.8 KV 3.5 MVA	1	3.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV	
13	ESCOBAL	Anillo Vial Cúcuta - Ureña, sector Escobal.	7,914720	72,469220	Trafo 34.5/13.8 KV 10/12.5 MVA	1	12.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV	
14	INSULA	Cúcuta, vereda Los Peracos.	7,953746	-72,500356	Trafo 115/34.5 KV 15/18 MVA	1	18	115 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 3 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV 1- ENTRADA 115 KV	
					Trafo 115/13.8 KV 20/25 MVA	1	25	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No		
15	EL SAMAN	Autopista a Cúcuta - San Antonio Sector Los Samanes.	7,841175	-72,465940	Trafo 34.5/13.2 KV 15 MVA	1	15	34.5 y 13.2 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 2 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-CPAL 34.5 KV	



CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.											
AREA DE SUBESTACIONES Y LINEAS											
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 230/115/34.5/13.8 KV											
Regional	Item	Nombre	UBICACIÓN			Potencia nominal de transformación	Número de Trafos o Autotrafos	Σ (MVA Máx.)	CONFIGURACIÓN	COMPENSACIÓN REACTIVA	BARRAS CON MEDIDA DE CALIDAD DE LA POTENCIA (S/No)
			DIRECCIÓN	LATITUD	LONGTUD						
AGUACHICA	22	AGUACHICA	Calle 11 14-10 Barrio la Ceiba, Aguachica.	8,302773	-73,619171	Trafo 115/34.5 KV 25/32 MVA	1	32	115 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 4 EQUIPOS 1-C6 13.2 KV 1-C1 13.2KV 1-B5 34.5 KV 1-A1 115 KV
						Trafo 34.5/13.8 KV 14/18 MVA	1	18	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	
						Trafo 34.5/13.8 KV 10/12.5 MVA	1	12.5		No	
	23	AYACUCHO	Entrada al corregimiento de Ayacucho, contiguo a la estación de Ecopetrol - La Mata.	8,599344	-73,606445	Trafo 34.5/13.8 KV 3 MVA	1	3	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 3 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-A41 34.5 KV 1-A11 115 KV
						Trafo 115/34.5 KV 10/13 MVA	1	13	115 KV - Barra sencilla	No	
	24	PELAYA	Casco urbano del municipio de Pelaya, Barrio San Fernando.	8,689356	-73,665295	Trafo 34.5/13.8 KV 3 MVA	1	3	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
	25	CACHIRA	Casco urbano del municipio de Cáchira, contiguo al Instituto Agrícola.	7,732496	-73,049220	Trafo 34.5/13.8 KV 1 MVA	1	1	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
	26	LAMATA	Calle 3 con carrera 4, corregimiento La Mata- Cesar.	8,602940	-73,634721	Trafo 34.5/13.8 KV 0.5 MVA	1	0.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
	27	MONTESITOS	Vía Aquachiac a Ocaña, frente al Aeropuerto Hacariama.	8,240469	-73,553716	Trafo 34.5/13.8 KV 0.5 MVA	1	0.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
	28	LAMEL	Entrada corregimiento de La Vega vía al municipio de Cachira.	7,564923	-73,164325	Trafo 34.5/13.8 KV 0.5 MVA	1	0.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
	29	LOS MANGOS	Vereda Los Mangos, Salida corregimiento de La Carrera, Cáchira.	7,674909	-73,084449	Trafo 34.5/13.8 KV 0.5 MVA	1	0.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
30	EL SILENCIO	Vereda Turquistán, vía Cachira.	7,632590	-73,112766	Trafo 34.5/13.8 KV 0.16 MVA	1	0.16	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO	
31	LOS ALPES	Sector Los Alpes, vereda Primavera vía Cachira.	7,531299	-73,264552	Trafo 34.5/13.8 KV 0.5 MVA	1	0.5	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO	

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.											
AREA DE SUBESTACIONES Y LINEAS											
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 230/115/34.5/13.8 KV											
Regional	Item	Nombre	UBICACIÓN			Potencia nominal de transformación	Número de Trafos o Autotrafos	Σ (MVA Máx.)	CONFIGURACIÓN	COMPENSACIÓN REACTIVA	BARRAS CON MEDIDA DE CALIDAD DE LA POTENCIA (S/No)
			DIRECCIÓN	LATITUD	LONGTUD						
TIBU	32	TIBU	Vereda Refinería, vía Tibú - La Gabarra.	8,676820	-72,712582	Trafo 115/34.5 KV 10/12 MVA	1	12	115 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 4 EQUIPOS 1-CPAL 13.2 KV 1-OT11 34.5 KV 1-480 115 KV 1-432 115 KV
						Trafo 115/13.8 KV 15/18 MVA	1	18	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	
	33	LAGABARRA	Barrio El Silencio junto al Cementerio, Corregimiento La Gabarra.	8,992951	-72,894161	Trafo 34.5/13.8 KV 2 MVA	1	2	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO
34	ORU	Junto a la Estación PS4 Ecopetrol Corregimiento Oru, Municipio El Tarra Vía Oru - Pachelly.	8,631957	-72,937978	Trafo 34.5/13.8 KV 3 MVA	1	3	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	NO	
Σ (Trafos y MVA)						49.00	792.86				

## Número de subestaciones frontera o de conexión STR-STN

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.											
ÁREA DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS											
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS FRONTERA O DE CONEXIÓN STR/STN											
Regional	Item	Nombre	UBICACIÓN			Potencia nominal de transformación	Número de Trafos o Autotrafos	Σ (MVA Máx.)	CONFIGURACIÓN	COMPENSACIÓN REACTIVA	BARRAS CON MEDIDA DE CALIDAD DE LA POTENCIA (Si/No)
			DIRECCIÓN	LATITUD	LONGITUD						
CUCUTA	1	BELEN	Avenida 27 No. 20-88 barrio Belén - Cúcuta.	7,877632	-72,526674	Banco de Autotrafos 230/115 KV 150 MVA (30/40/60 MVA)	3	150	230 KV - Anillo	No	TOTAL 5 EQUIPOS 1- C70 13.2 KV 1- C40 13.2 KV 1- C37 34.5 KV 1- ENTRADA 115 KV 1- BAHIA INSULA 115 KV
						Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Anillo	Si 2 bancos de 30 MVAR propiedad de EEB	
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
						Trafo 3 115/13.8 KV 20/25 MVA	1	25	13.2 KV - Barra Sencilla	No	
	2	SAN MATEO	Avenida 12 calle 39 parte alta barrio Bogotá, sector Monitona de Comunicaciones - Cúcuta	7,873491	-72,484315	Trafo 1 115/34.5 KV 30/40/47 MVA	1	47	115 KV - Barra principal y transferencia	No	
						Trafo 2 115/13.8 KV 30/40 MVA	1	40	34.5 KV - Barra Sencilla	No	
					Trafo 3 115/13.8 KV 30/40/47 MVA	1	47	13.2 KV - Barra Sencilla	No		
					Trafo 1 115/13.8 KV 18/24/30 MVA	1	30	115 KV - Barra principal y transferencia	No		
OCAÑA	17	OCAÑA	Ocaña, vereda El Trapiche contiguo al Batallón Santander.	8,215161	-73,321590	Trafo 115/34.5 KV 8 MVA	1	8	34.5 y 13.8 KV - Barra sencilla	No	TOTAL 4 EQUIPOS 1- CPAL 13.2 KV 1- LB5 34.5 KV 1- E5 115 KV 1- C25 115 KV

## Número de circuitos por nivel de tensión, km de red por nivel de tensión

NIVEL DE TENSION	CIRCUITOS NT
13,8	103
34,5	25
115	13
230	1
<b>Total general</b>	<b>142</b>

NIVEL DE TENSION	KMTS
NIVEL 1	11.189
NIVEL 2	9.592
NIVEL 3	506
NIVEL 4	348

Número de transformadores de distribución, capacidad total instalada en distribución (MVA).

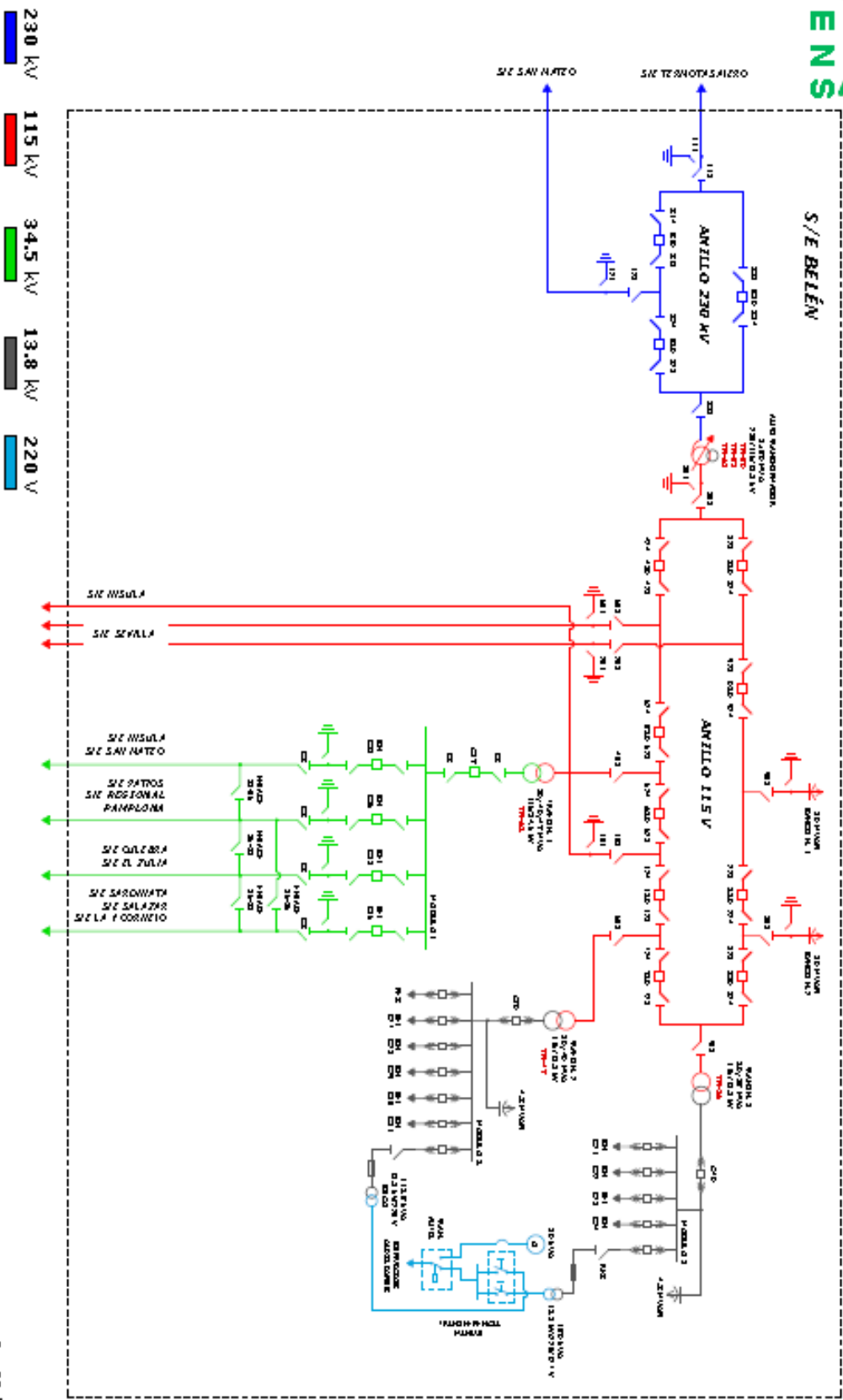
Capacidad instalada de distribución (MVA)	796
Número de TRAFOS de distribución	16,261
No. Total de líneas de distribución	21,635

Diagramas unifilares de las ciudades capitales atendidas



# SUBSTACIÓN ELÉCTRICA BELEN

DIAGRAMA UNIFILAR REGIONAL C/CUFTA  
 FAENIE - OPERACION F/ CULINDO





# SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN MATEO

S/E SAN MATEO

DIAGRAMA UNIPOLAR REGIONAL CÚCUTA  
 FILE: 0000004701000

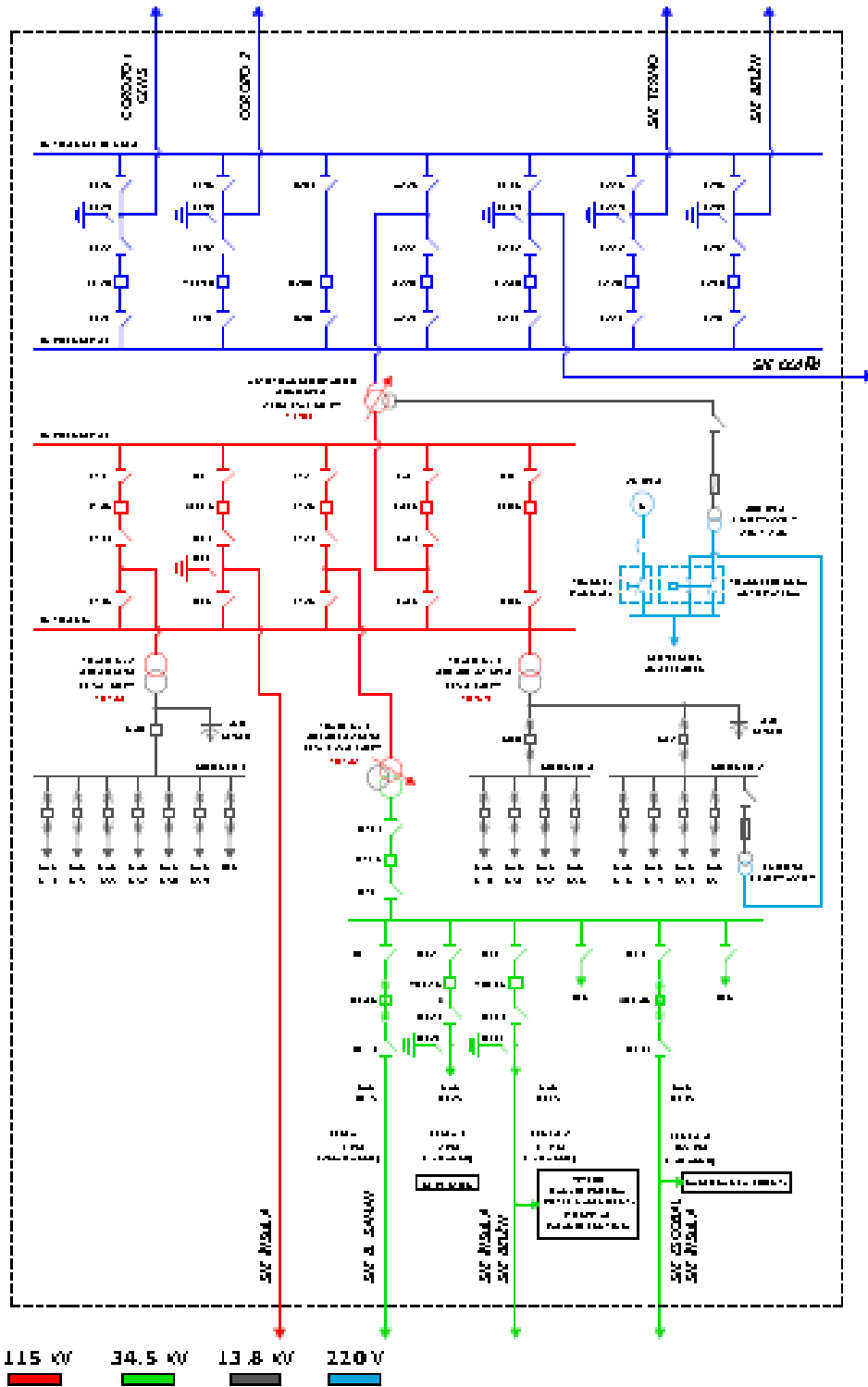


Fig. 02 de 07



## SUBESTACIÓN ELÉCTRICA INSULA

DIAGRAMA UNIPOLAR REGIONAL CÓDIGO:  
N.º 000000000000

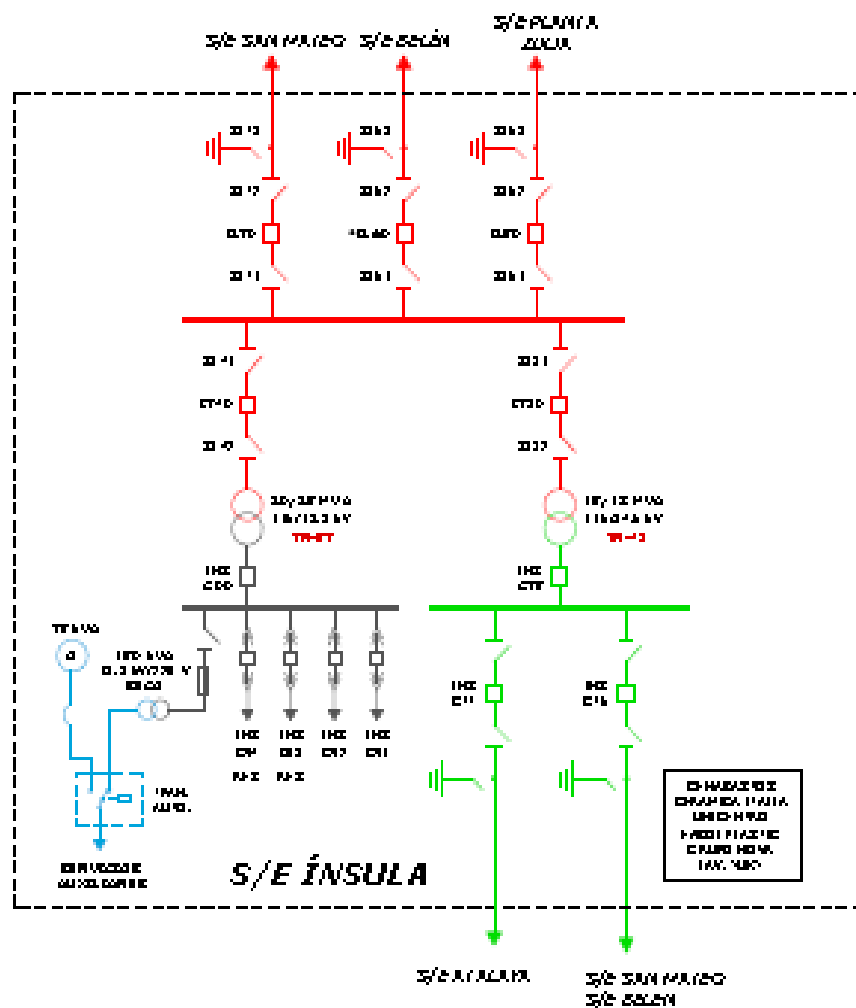


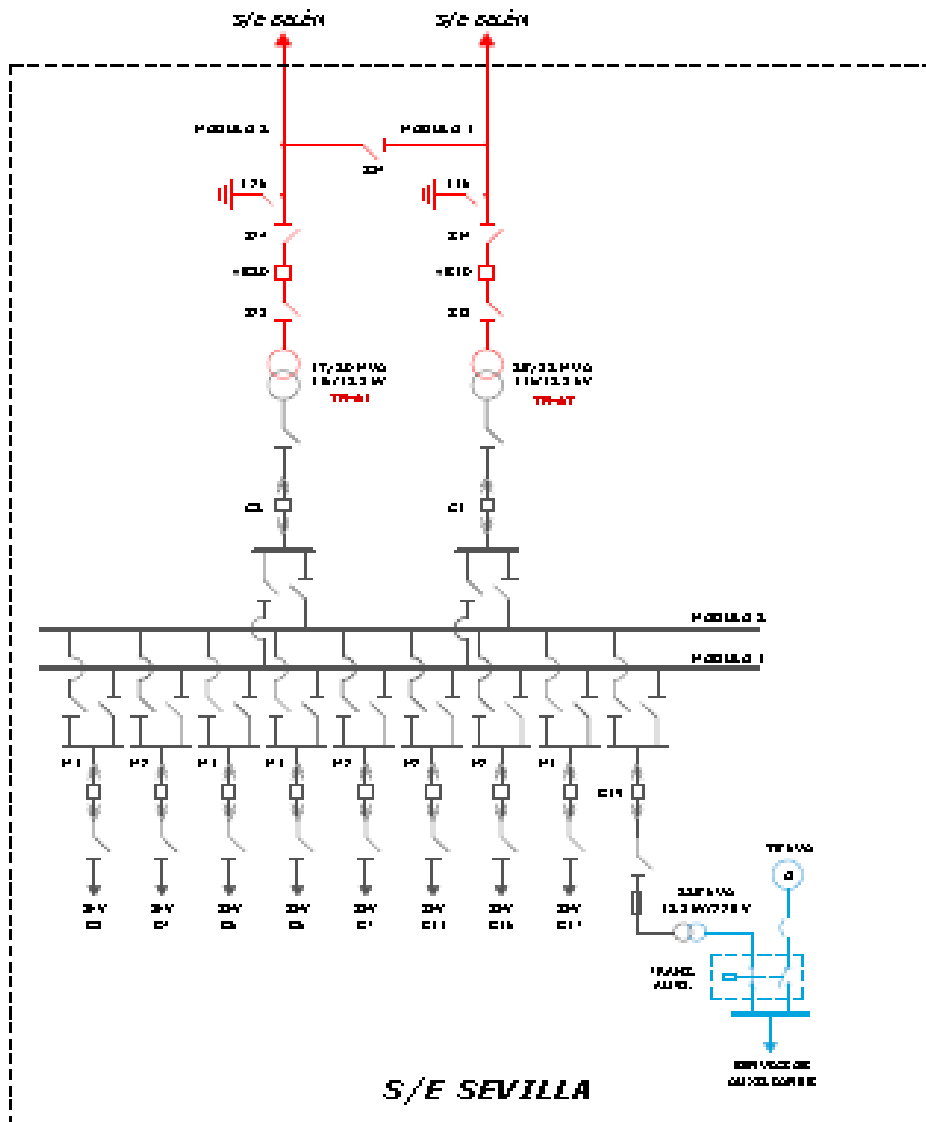
Fig. 00/00/00

VG-F-004



# SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SEVILLA

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE LA RED  
 KVA= 2000000, 200



130 kV	115 kV	34.5 kV	13.8 kV	110 V

Fig. 024-02



Cens durante el 2010 contaba con 753 MVA instalados, los cuales para el año 2011 fueron aumentados hasta 792,86 MVA. Corresponde a un incremento de 39,86 MVA, es decir, el 5,29%.

Igualmente en el mejoramiento de cobertura incrementó el número de transformadores de distribución pasando en el 2010 de 14.418 transformadores a 16.261 en el 2011, es decir incrementó el número de transformadores en 1.843 correspondiente al 12,78%.

## 4.2. Inversiones

En las tablas siguientes se relaciona las inversiones realizadas por Centrales Eléctricas de Norte de Santander durante el 2011 donde se especifica cada uno de los campos como son el nombre del proyecto, el objeto, y el porcentaje de avance 2011 de cada uno de los proyectos llevados a cabo y los beneficios obtenidos.

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
1	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE KM 3 VEREDA ALONSITO VIA PUERTO SANTANDER	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	07/01/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
2	Suministro de un 1 transformador trifasico de 25 32 MVA 115000 34500 V con conmutador para operacion bajo carga con destino a la subestacion Aguachica	Adquisicion de transformador de potencia para la reposicion del equipo instalado en la subestacion Aguachica de 20 25 MVA 115 345 kV el cual ha servido como contingencia desde la falla del transformador de la subestacion en el mes de Enero de 2010	18/04/2011	100%	Restablecimiento de la configuracion inicial de la subestacion Aguachica hacia la operacion en barra a 34500 kV Posibilidad de efectuar regulacion bajo carga en esta instalacion garantizando adicionalmente la continuidad y calidad del servicio al implementarse un equipo nuevo de ultima tecnologia
3	Suministro de un 1 transformador trifasico de 25 32 MVA 115000 V a 13800 V con conmutador para operacion bajo carga	Adquisicion de transformador de potencia reserva para la atencion de emergencias y contingencias en las subestaciones de la regional Cucuta	18/04/2011	65%	La adquisicion del bien permitira la atencion oportuna de eventos de emergencia y contingencia en transformadores de potencia de las subestaciones electricas de la regional Cucuta Se garantiza la continuidad y calidad del servicio de energia electrica en esta zona del departamento
4	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	17%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
5	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS EMPRESARIAL DE 2010	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	40%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
6	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS EMPRESARIAL DE 2010	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	2%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
7	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	5%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia



	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
8	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	3%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
9	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	5%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
10	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	3%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
11	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	3%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
12	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	2%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
13	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	2%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
14	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	7%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
15	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	8%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
16	COMPRA VENTA DE EQUIPOS CONSISTENTES EN MEDIDORES DE POTENCIA MULTIFUNCIONAL Y ACCESORIOS PARA CONEXION EN VIRTUD DEL PLAN DE COMPRAS	Adquisicion de 86 medidores de para instalacion en subestaciones	29/04/2011	1%	Informacion parametros de medicion precisos para balances de energia
17	remodelacion de las redes primarias y secundarias del municipio de tibu proyectadas para el ano 2010 proceso pag web 730 574 2010	Cumplimiento RETIE y reduccion de perdidas	18/05/2011	51%	remodelacion de la red de mt y bt de los diferentes sectores del municipio de tibu para mejorar las condiciones de vida de los usuarios del sector y mantener la continuidad del servicio
18	Suministro de mano de obra y material menor para realizar Remodelacion de redes de media y baja tension en la zona metropolitana de Cucuta	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO	21/05/2011	100%	SE REMODELACION LAS REDES EN BAJA TENSION DANDO CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVIDAD RETIE Y APORTANDO A LA REDUCCION DE PERDIDAS EN ESTE SECTOR
19	Suministro de mano de obra y material menor para realizar Remodelacion de redes de media y baja tension en la zona metropolitana de Cucuta	Cumplimiento RETIE y reduccion de perdidas	31/05/2011	34%	SE HAN REMODELACION LAS REDES EN BAJA TENSION DANDO CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVIDAD RETIE Y APORTANDO A LA REDUCCION DE PERDIDAS EN DIFERENTES SECTORES
20	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE CONJUNTO CERRADO MIRADOR DEL ESTE TORRE A y B	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	11/06/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
21	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE CONJUNTO TORRES ASTURIA TORRE A	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	11/06/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
22	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE EDIFICIO GAUDI	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	23/06/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
23	Construccion de obras civiles para la estabilizacion del terreno con el fin de atender la urgencia presentada en los apoyos de las estructuras 07 y 314 del modulo I y II de los circuitos 115 kV Belen Sevilla	Obras de estabilizacion para bases de cimentacion de estructuras metalicas pertenecientes a circuitos de 115 kV de CENS	29/06/2011	100%	Estabilizacion de las cimentaciones pertenecientes a las estructuras metalicas 07 y 314 a 115 kV Se garantiza la continuidad del servicio y la seguridad de la comunidad que habita las cercanias de estas torres de transmision de energia

VG-F-004

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
24	Compraventa de un convertor 115 125 AC DC con destino a la subestacion Atalaya	Alimentacion del sistema de control y protecciones de la subestacion Atalaya dado que en estas instalaciones no se cuenta con sistemas VDC de alimentacion	27/07/2011	100%	Capacidad de alimentacion en sistema VDC para el sistema de control medida y proteccion de la subestacion Atalaya La subestacion podra entrar en servicio en la fecha estimada garantizando la prestacion del servicio requerido
25	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE EDIFICIO ZAFIRO	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	12/08/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
26	Suministro de cables y alambres de cobre y aluminio de diferentes tipos y calibres en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011 Contratista CENTELSA	Adquisicion de conductores para la ejecucion de cableados de control para los diferentes proyectos de expansion y reposicion del Area ASUL para la vigencia 2011	12/08/2011	100%	Adquisicion de materiales para la puesta en servicio de proyectos de expansion y reposicion de equipos de subestaciones electricas Adecuada implementacion y puesta en servicio de equipos con cableado nuevo que garantice la operacion optima
27	Compraventa de un transformador de 8 10 MVA con conmutador manual sin carga con destino a la subestacion Ocana	Adquisicion de transformador de potencia reserva para la atencion de emergencias y contingencias en las subestaciones de la regional Ocana	17/08/2011	65%	La adquisicion del bien permitira la atencion oportuna de eventos de emergencia y contingencia en transformadores de potencia de las subestaciones electricas de la regional Ocana Se garantiza la continuidad y calidad del servicio de energia electrica en esta zona del departamento
28	Compraventa de un 1 equipo de medida de resistencia electrica Ohmetro	Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimientos preventivo predictivo a equipos de subestaciones electricas de CENS	19/08/2011	100%	1 Ejecucion de pruebas a equipos de subestaciones para diagnosticar fallas incipientes de manera preventiva predictiva preservando la continuidad del servicio 2 Actualizacion de equipos para la ejecucion de mantenimiento de acuerdo con los ultimos avances tecnologicos
29	Reconstruccion de un transformador de potencia trifasico de 30 40 MVA 115000 34500 V con conmutador para operacion bajo carga	Reconstruccion de un activo en falla que es requerido para la reposicion del transformador de 15 18 MVA 115 345 kV de la subestacion La Insula por aumento de la cargabilidad del sistema y la puesta en	26/08/2011	65%	Sera posible asumir la cargabilidad de la subestacion Atalaya a nivel de 34500 kV mejorando la cargabilidad y regulacion de los circuitos BELC22 BELC29 SEV4 y SEVC7 y la reduccion de perdidas tecnicas
30	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE EDIFICIO MANHATTAN II	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	29/08/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
31	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE EDIFICIO NUVO	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	24/09/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
32	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE FINCA LAS VEGAS	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	30/09/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
33	Compraventa de accesorios para manejo de equipos con Hexafluoruro de Azufre SF6	Adquisicion de equipos para el recargue de gas SF6 a equipos de subestaciones electricas de CENS	30/09/2011	100%	1 Disminucion de fugas de gas SF6 en actividades de recargue y mantenimiento de equipos 2 Proteccion del medio ambiente 3 Adquisicion de dispositivos con accesorios adecuados y seguros para el recargue de gas a equipos de subestaciones electricas
34	Compraventa de nueve 9 transformadores de corriente a 13200 V con destino a la subestacion Atalaya	Adquisicion de equipos de medida de tension a 132 kV para la implementacion en las subestaciones no atendidas de Atalaya Este nuevo proyecto se energiza en la vigencia 2011	30/09/2011	100%	Los equipos a implementarse permitiran la obtencion de medidas de corriente a nivel de 13200 kV en la subestacion Atalaya permitiendo realizar balances de energia control de perdidas y analisis de cargas
35	Suministro de cables y alambres de cobre y aluminio de diferentes tipos y calibres en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011 Contratista FABRICA DE CABLES Y ENCHUFES EU	Adquisicion de conductores para la ejecucion de cableados de control para los diferentes proyectos de expansion y reposicion del Area ASUL para la vigencia 2011	21/11/2011	100%	Adquisicion de materiales para la puesta en servicio de proyectos de expansion y reposicion de equipos de subestaciones electricas Adecuada implementacion y puesta en servicio de equipos con cableado nuevo que garantice la operacion optima
36	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE CONJUNTO CERRADO PUERTO MADERO	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	26/11/2011	100%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
37	Compraventa de dos 2 bancos de baterias a 125 VDC en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos para la reposicion de los bancos de baterias de las subestaciones Aguachica y Tibu Los dispositivos actualmente instalados han cumplido su vida util y requieren ser repuestos	07/12/2011	50%	Garantizar la prestacion de los servicios auxiliares VDC requeridos para la adecuada operacion de las subestaciones electricas Actualizacion del parque electrico por cumplimiento de vidas utiles de equipos en referencia

VG-F-004

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
38	Compraventa de dos 2 bancos de baterias a 125 VDC en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos para la reposicion de los bancos de baterias de las subestaciones Aguachica y Tibu. Los dispositivos actualmente instalados han cumplido su vida util y requieren ser repuestos	07/12/2011	50%	Garantizar la prestacion de los servicios auxiliares VDC requeridos para la adecuada operacion de las subestaciones electricas. Actualizacion del parque electrico por cumplimiento de vidas utiles de equipos en referencia.
39	Compraventa de un 1 equipo analizador de interruptores de seis 6 canales con destino al mantenimiento de subestaciones electricas de CENS	Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimientos preventivos predictivos a equipos de subestaciones electricas de CENS	09/12/2011	100%	1 Ejecucion de pruebas a equipos de subestaciones para diagnosticar fallas incipientes de manera preventiva predictiv preservando la continuidad del servicio. 2 Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimiento de acuerdo con los ultimos avances tecnologicos.
40	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	5%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
41	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	22%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
42	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
43	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	2%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
44	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
45	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	2%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
46	Expansion de redes Sucursal Cucuta	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	13/12/2011	15%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
47	Compraventa de seis 6 transformadores de tension a 34500 V con destino a subestaciones electricas no atendidas	Adquisicion de equipos de medida de tension a 34500 v para la implementacion en las subestaciones no atendidas de Oru y El Tarra. Estas instalaciones no poseen medida a este nivel de tension.	16/12/2011	50%	Los equipos a implementarse permitiran la obtencion de medidas de tension a nivel de 34500 V en dichas subestaciones no atendidas permitiendo realizar balances de energia, control de perdidas y analisis de
48	Compraventa de seis 6 transformadores de tension a 34500 V con destino a subestaciones electricas no atendidas	Adquisicion de equipos de medida de tension a 34500 V para la implementacion en las subestaciones no atendidas de Oru y El Tarra. Estas instalaciones no poseen medida a este nivel de tension.	16/12/2011	50%	Los equipos a implementarse permitiran la obtencion de medidas de tension a nivel de 34500 V en dichas subestaciones no atendidas permitiendo realizar balances de energia, control de perdidas y analisis de
49	Compraventa de nueve 9 transformadores de corriente a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos de medida de tension a 34500 V para la implementacion en las subestaciones electricas de Atalaya (Proyecto Nuevo) Pamplona Reposicion y Belen C35 Reposicion	16/12/2011	33%	La implementacion de equipos nuevos y la reposicion de elementos en bahias de transformacion y de linea a 34500 V garantizara la adecuada operacion del sistema de protecciones alli implementado asi como la obtencion de medidas electricas de corriente para balances de energia y
50	Compraventa de nueve 9 transformadores de corriente a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos de medida de tension a 34500 V para la implementacion en las subestaciones electricas de Atalaya Proyecto Nuevo Pamplona Reposicion y Belen C35 Reposicion	16/12/2011	33%	La implementacion de equipos nuevos y la reposicion de elementos en bahias de transformacion y de linea a 34500 V garantizara la adecuada operacion del sistema de protecciones alli implementado asi como la obtencion de medidas electricas de corriente para balances de energia y
51	Compraventa de nueve 9 transformadores de corriente a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos de medida de tension a 34500 V para la implementacion en las subestaciones electricas de Atalaya Proyecto Nuevo Pamplona Reposicion y Belen C35 Reposicion	16/12/2011	33%	La implementacion de equipos nuevos y la reposicion de elementos en bahias de transformacion y de linea a 34500 V garantizara la adecuada operacion del sistema de protecciones alli implementado asi como la obtencion de medidas electricas de corriente para balances de energia y
52	Compraventa de dos 2 Camaras Termograficas con destino al mantenimiento de subestaciones electricas	Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimientos predictivos a equipos de subestaciones electricas de CENS	23/12/2011	100%	1 Ejecucion de pruebas a equipos de subestaciones para diagnosticar fallas incipientes de manera predictiva preservando la continuidad del servicio. 2 Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimiento de acuerdo con los ultimos

VG-F-004

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
53	Compraventa de un 1 equipo multifuncional de pruebas primarias con destino al mantenimiento de subestaciones electricas de CENS	Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimientos preventivos predictivos a equipos de subestaciones electricas de CENS	23/12/2011	100%	1 Ejecucion de pruebas a equipos de subestaciones para diagnosticar fallas incipientes de manera preventiva predictiv preservando la continuidad del servicio 2 Adquisicion de equipos para la ejecucion de mantenimiento de acuerdo con los ultimos avances tecnologicos
54	Suministro de cables y alambres de cobre y aluminio de diferentes tipos y calibres en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011 Contratista PROCABLES	Adquisicion de conductores para la ejecucion de cableados de potencia para los diferentes proyectos de expansion y reposicion del Area ASUL para la vigencia 2011	23/12/2011	100%	Adquisicion de materiales para la puesta en servicio de proyectos de expansion y reposicion de equipos de subestaciones electricas Adecuada implementacion y puesta en servicio de equipos con cableado nuevo que garantice la operacion optima
55	Obras civiles y electricas para la construccion de la Se Atalaya segun solicitud de oferta 310 570 2010	Construccion de las obras civiles y electricas requeridas para la puesta en servicio de la nueva subestacion Atalaya 345 132 kV en el la ciudadela del mismo nombre en el municipio de Cucuta	23/12/2011	35%	La puesta en servicio de la subestacion Atalaya permitira Reduccion de la cargabilidad de circuitos BELC22 BELC29 SEVC7 y SEVC4 mejora en la regulacion de los circuitos indicados y reduccion de
56	Interventoria a las Obras civiles y electricas para la construccion de la Se Atalaya segun solicitud de oferta 310 570 2010	Control administrativo financiero y tecnico para la construccion de las obras civiles de la subestacion Atalaya	23/12/2011	35%	Cumplimiento de especificaciones y caracteristicas tecnicas de las obras civiles contratadas por CENS para la subestacion Atalaya Control adecuado de recursos y materiales
57	Compraventa de un 1 cargador de baterias 125 VDC en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipo para la reposicion del cargador de baterias de la subestacion Convencion El equipo actualmente instalado han cumplido su vida util y requiere ser repuesto	26/12/2011	100%	La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica en la subestacion Convencion al consolidar la alimentacion en VDC para los sistemas de control medida y proteccion La compra permitira efectuar la reposicion proyectada para el ano 2012
58	Estudio Geotecnico y diseno de obras civiles para la estabilizacion de la torre de transmision a 230 kV ubicada en el Barrio Gramalote municipio de Villa del Rosario frente a la Ladrillera Cucuta	Ejecucion de estudios y valoracion de Obras requeridas para la estabilizacion de las bases de cimentacion de la estructura metalica pertenecientes a circuito de 230 kV Corozo I y II de CENS	27/12/2011	100%	Analisis detallado de las obras de estabilizacion requeridas para la cimentacion de la estructura metalica a 230 kV Se garantiza la continuidad del servicio y la construccion de las obras adecuadas para
59	Compraventa de veintitres 23 celdas a 13200 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Reposicion de celdas 132 kV pertenecientes a los modulos de las Subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu las cuales han cumplido su vida util y presentan un alto grado de obsolescencia	28/12/2011	35%	Actualizacion del parque electrico de la subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu por cumplimiento de vidas utiles de equipos La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estos modulos de
60	Compraventa de veintitres 23 celdas a 13200 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Reposicion de celdas 132 kV pertenecientes a los modulos de las Subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu las cuales han cumplido su vida util y presentan un alto grado de obsolescencia	28/12/2011	22%	Actualizacion del parque electrico de la subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu por cumplimiento de vidas utiles de equipos La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estos modulos de
61	Compraventa de veintitres 23 celdas a 13200 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Reposicion de celdas 132 kV pertenecientes a los modulos de las Subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu las cuales han cumplido su vida util y presentan un alto grado de obsolescencia	28/12/2011	22%	Actualizacion del parque electrico de la subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu por cumplimiento de vidas utiles de equipos La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estos modulos de
62	Compraventa de veintitres 23 celdas a 13200 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Reposicion de celdas 132 kV pertenecientes a los modulos de las Subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu las cuales han cumplido su vida util y presentan un alto grado de obsolescencia	28/12/2011	22%	Actualizacion del parque electrico de la subestaciones Belen Convencion Palermo y Tibu por cumplimiento de vidas utiles de equipos La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estos modulos de

VG-F-004

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
63	Compraventa de tres 3 transformadores de corriente a 115000 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos de medida a 115000 V repuesto para el sistema de subestaciones electricas de CENS S A E S P	28/12/2011	100%	Disponibilidad de activos a nivel 115000 V para atencion de contingencias y emergencias en subestaciones electricas del Sistema de CENS S A E S P. En el ano 2012 se proyectara su implementacion definitiva en la S e Planta Zulia actualizando los CTs de la bahia de linea a 115000 V
64	Compraventa de dos 2 seccionadores con SPT a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos para la reposicion de los dos 2 seccionadores con SPT que conforman las bahias de linea OL15 linea 2 S e San Mateo y Belen Celda C35 a 34500 V. Los equipos actualmente instalados han cumplido su vida util y requieren ser	28/12/2011	50%	Actualizacion del parque electrico de las subestaciones San Mateo y Belen por cumplimiento de vidas utiles de equipos. La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estas bahias de linea
65	Compraventa de dos 2 seccionadores con SPT a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos para la reposicion de los dos 2 seccionadores con SPT que conforman las bahias de linea OL15 linea 2 S e San Mateo y Belen Celda C35 a 34500 V. Los equipos actualmente instalados han cumplido su vida util y requieren ser	28/12/2011	50%	Actualizacion del parque electrico de las subestaciones San Mateo y Belen por cumplimiento de vidas utiles de equipos. La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estas bahias de linea
66	Suministro de cables y alambres de cobre y aluminio de diferentes tipos y calibres en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011 Contratista NEXANS	Adquisicion de cables de potencia con destino al nuevo proyecto de subestacion electrica denominado Atalaya de CENS SA ESP	28/12/2011	100%	Adquisicion de materiales para la puesta en servicio del nuevo proyecto de la subestacion Atalaya. La puesta en servicio de esta subestacion permitira Reduccion de la cargabilidad de circuitos BELC22 BELC29 SEVC7 y SEVC4 mejora en la regulacion de los circuitos indicados y reduccion de perdidas tecnicas de energia
67	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 1 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE MATERIALES MENOR SOLICITUD DE OFERTA	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	61%	SE REMODELARON LAS REDES EN BAJA TENSION DANDO CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVIDAD RETIE Y APORTANDO A LA REDUCCION DE PERDIDAS EN ESTE SECTOR
68	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 1 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE MATERIALES MENOR SOLICITUD DE OFERTA	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	16%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
69	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 1 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE MATERIALES MENOR SOLICITUD DE OFERTA	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	23%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
70	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 2 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	44%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
71	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 2 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	24%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
72	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPREDEN LA ZONA 2 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE	REMODELACION DE REDES POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS	31/12/2011	11%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS

VG-F-004

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
73	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPRENDEN LA ZONA 2 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO	31/12/2011	4%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
74	REPOSICION DE REDES DE MEDIA BAJA TENSION U OBRAS COMPLEMENTARIAS EN LOS MUNICIPIOS QUE COMPRENDEN LA ZONA 2 DEL AREA DE INFLUENCIA DE CENS COMO AQUELLOS QUE LLEGUEN A SER ATENDIDOS EN EL FUTURO INCLUYE SUMINISTRO DE	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO	31/12/2011	17%	REMODELACION POR CALIDAD DEL SERVICIO Y ALTAS PERDIDAS
75	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011 y	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	2%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
76	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
77	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Disminucion de la vulnerabilidad en las redes de Baja Tension y de las perdidas generales de energia de los circuitos intervenidos
78	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011 y	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	2%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
79	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
80	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 019 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	6%	Disminucion de la vulnerabilidad en las redes de Baja Tension y de las perdidas generales de energia de los circuitos intervenidos
81	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
82	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 008 2010	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	9%	Disminucion de la vulnerabilidad en las redes de Baja Tension y de las perdidas generales de energia de los circuitos intervenidos
83	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 018 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
84	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 019 2011	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que	31/12/2011	1%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia
85	Remodelacion de Redes de Baja Tension y traslado de las cajas de distribucion de acometidas al vano en circuitos ya remodelados segun CONTRATO 008 2010 CONTRATO 011 2010 CONTRATO 018 2011 y	Ejecucion de actividades para el control y reduccion de perdidas de energia y obras complementarias en la sede principal de CENS SA ESP Cucuta y demas areas que entren a ser atendidas en el futuro	31/12/2011	42%	Ampliar la cobertura en los sistemas de medicion de Balance de Energia

VG-F-004



	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
99	COMPRA SEGUN 070 de 98 ACTIVOS DE CONJUNTO CERRADO PUNTA GAVIOTAS	AMPLIACION DE COBERTURA DEL SDL	En Ejecución	63%	operatividad criterios tecnicos de calidad confiabilidad y seguridad del servicio de energia electrica
100	Expansion de redes REGIONAL AGUACHICA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	11%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
101	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	2%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
102	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
103	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	2%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
104	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	8%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
105	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	21%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
106	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	5%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
107	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
108	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
109	Expansion de redes REGIONAL CUCUTA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	6%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
110	Expansion de redes REGIONAL OCANA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	9%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
111	Expansion de redes REGIONAL OCANA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	2%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
112	Expansion de redes REGIONAL OCANA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	9%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
113	Expansion de redes REGIONAL OCANA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	1%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
114	Expansion de redes REGIONAL OCANA	Atencion de nuevas solicitudes y ampliacion de cobertura	En Ejecución	12%	ampliacion de cobertura e ingreso de nuevos usuarios
115	Compraventa de dos 2 seccionadores con SPT a 115000 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos para la reposicion de los dos 2 seccionadores con SPT que conforman las bahias de linea SL503 salida hacia Sevilla Modulo II y SL203 salida Sevilla Modulo I a 115000 V en la subestacion Belen Los equipos	En Ejecución	95%	Actualizacion del parque electrico de la subestacion Belen por cumplimiento de vidas utiles de equipos La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica que prestan estos modulos de linea a 115000 V
116	Compraventa de un 1 interruptor de potencia a 34500 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipo para la reposicion del interruptor a 34500 V instalado en la bahia ILB5 de la S e Ocana Los elementos se proyectan para reposicion dado el cumplimiento de su vida util y el compromiso ambiental para la eliminacion	En Ejecución	95%	La inversion efectuada garantiza la calidad y continuidad del servicio de energia electrica en la bahia de transformacion a 34500 V de la subestacion Ocana La compra permitira efectuar la reposicion proyectada para el ano 2012
117	Compraventa de un 1 interruptor de potencia a 115000 V y un 1 Interruptor a 230 kV en desarrollo del Plan Empresarial de Contratacion 2011	Adquisicion de equipos interruptores a 115000 y 230000 V repuesto para el sistema de subestaciones electricas de CENS S A E S P	En Ejecución	95%	Disponibilidad de activos a nivel 115000 y 230000 V para atencion de contingencias y emergencias en subestaciones electricas del Sistema de CENS S A E S P En el ano 2012 se proyectara su implementacion definitiva en la S e Belen actualizando los sistemas pertenecientes a los anillos 115000 y
118	Consultoria para el diseno y remodelacion de la linea de transmision a 115000 V circuito Belen a Insula tramo Se Sevilla a Se Insula	Recomendaciones tecnicas y valoracion de rutas y trazados de lineas a 115 kV que permitan la remodelacion del circuito 115 kV Belen a Insula de propiedad de CENS SA ESP	En Ejecución	20%	El diseno de la linea aerea trifasica a 115kV corresponde a la necesidad de reubicar el actual tramo de linea debido a su cercania con areas residenciales y edificaciones comerciales e industriales y los riesgos que esto implica El diseno tendra presente las distancias de seguridad establecidas en el RETIE en especial las distancias a mantener desde la linea con edificaciones



	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
119	Adquisición de cuatro 4 estructuras metalicas para lineas de transmision 115000 V con destino a la reposicion de torres pertenecientes al circuito Planta Zulia Tibu	Adquierir elementos para la reposicion de cuatro 4 estructuras pertenecientes al circuito Planta Zulia Tibu 149 154 182 y 192 las cuales se encuentran actualmente en tuberia metalica provisional	En Ejecución	95%	1 Recuperacion de las estructuras metalicas provisionales 2 Garantizar la continuidad del servicio para este corredor de linea a 115 kV 3 Actualizacion del parque electrico a nivel de lineas de transmision
120	Certificacion de Conformidad con el Reglamento Tecnico de Instalaciones Electricas RETIE para la subestacion Electrica de Atalaya 345 132 kV	CENS SA ESP como propietario y constructor de las instalaciones electricas de la subestacion Atalaya requiere demostrar el cumplimiento de esta normatividad mediante la evaluacion y expedicion del Certificado de conformidad respectivo	En Ejecución	95%	1 Trazabilidad en las diferentes etapas de la instalacion electrica Diseno construccion e interventoria 2 Certificacion de conformidad de los productos utilizados en la instalacion electrica que segun el RETIE requieran cumplir tal requisito 3 Garantizar que la instalacion electrica sea segura y apta para el uso previsto asi como ejecutar las pruebas y medidas pertinentes segun
121	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	6%	ampliacion cobertura
122	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
123	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	6%	ampliacion cobertura
124	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	8%	ampliacion cobertura
125	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
126	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	2%	ampliacion cobertura
127	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
128	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
129	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
130	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	2%	ampliacion cobertura
131	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
132	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
133	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
134	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura

	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	FECHA FIN	% AVAN	BENEFICIOS OBTENIDOS
135	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
136	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
137	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
138	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
139	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
140	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
141	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	5%	ampliacion cobertura
142	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
143	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
144	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	12%	ampliacion cobertura
145	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	3%	ampliacion cobertura
146	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	2%	ampliacion cobertura
147	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
148	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	4%	ampliacion cobertura
149	Construccion de redes electricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificacion rural convenio EPM Departamento NS	Expansion de redes en area rural y conexion nuevos usuarios	En Ejecución	1%	ampliacion cobertura
	E = Expansión				
	R = Reposición				
	Corte Dic 2011				

### 4.3. Mantenimiento y operación

El Mantenimiento y operación del sistema de Centrales eléctricas de Norte de Santander se realiza a través de la intervención directa de la infraestructura eléctrica y para el control y seguimiento al programa anual de mantenimiento se han establecido indicadores de gestión que muestran la efectividad del mantenimiento.

**% de ejecución del mantenimiento realizado vs el programado:** El porcentaje de ejecución del mantenimiento en redes energizadas correspondiente al año 2011 fue del 157% respecto a lo programado. Debido a los ajustes realizados respecto del año 2010 el plan anual de mantenimiento programado fue ejecutado en un todo de acuerdo al programa superando la meta propuesta.

El porcentaje de ejecución del mantenimiento en redes rurales correspondió al 88,8% respecto a lo programado

En Subestaciones y Líneas el porcentaje de ejecución del mantenimiento estuvo en el 98.75% referente al programado

En total Cens realizó 581 intervenciones de 370 planteadas como meta.

Se ha podido observar que el Mantenimiento que CENS desarrolla en las áreas urbanas a través de las Líneas Energizadas comparadas con el año 2010 ha presentado mayor ajuste a la programación. En el período comprendido entre Enero y Diciembre de 2010 se fijaron metas muy altas que hicieron que su cumplimiento estuviese siempre por debajo de las metas proyectadas. Sin embargo, para los trimestres de 2011 las metas estuvieron dentro de los márgenes propuestos, e incluso se superó, lo que indica que ha existido una mayor conciencia en cuanto a la disponibilidad de todos los recursos con los cuales cuenta la empresa para atender el mantenimiento y por ende poder garantizar un mejor servicio de energía eléctrica a cada uno de sus usuarios.

El plan de mantenimiento con Línea Energizada para atender el sistema de Distribución Local en Cúcuta y el área metropolitana de CENS tiene unos objetivos específicos consistentes en realizar intervenciones a los diferentes circuitos del SDL en un todo de acuerdo al Plan de Mantenimiento. Se realiza un control y seguimiento a las metas propuestas. Se atiende el mejoramiento de las condiciones de la infraestructura, realizando actividades de reposición de estructuras, sistemas de protección de Media Tensión, reposición de postería, cambio del aislamiento y cambio de cruces aéreos. Asimismo mantener y /o mejorar las condiciones de los elementos de operación.

La implementación del plan de mantenimiento obedece a considerar aspectos tales como:

- Total número de interrupciones forzadas de los circuitos durante el segundo trimestre del año 2010.
- Asociación de clientes por circuito (industrial, comercial, residencial) dando prioridad en el siguiente orden: industrial, comercial, residencial.
- Área de cobertura de los circuitos (urbano – rural) se da prioridad a los circuitos rurales.

- Fecha en la cual se realizó mantenimiento preventivo al circuito teniendo en cuenta aquellos circuitos que durante el segundo trimestre del año 2010 no se les realizó intervención.
- Igualmente, el mantenimiento es apoyado a través de contratos específicos para poda con los lineamientos dados por CENS cumpliendo con el orden indicado para la intervención de los circuitos de media tensión. El inspector de la firma, debe antes de realizar intervención, una inspección visual de la red de media tensión identificando los puntos y especies que estén cerca o en contacto con la red.
- Debe identificar los recursos necesarios para la eliminación de acercamientos, reportar la información al profesional P1 de línea energizada incluyendo la identificación de la ubicación de la especie (circuito, dirección, punto de referencia), identificar el acceso del vehículo canasta, en caso contrario, debe coordinar la desconexión de la red y realizar la intervención.
- Se cuenta para atender el mantenimiento con 5 cuadrillas de línea energizada, 2 cuadrillas de poda, una cuadrilla tipo turno de reparaciones contratadas, materiales y herramientas.

El avance de mantenimiento del programa anual de mantenimiento rural de intervención en las líneas de 115 Kv, 34,5 Kv y 13,8 Kv., muestra que en el segundo trimestre de 2011 la ejecución alcanzó el 13% y en el tercer trimestre se alcanzó una ejecución del 56% estando por debajo de la meta fijada.

El mantenimiento programado para la Línea Ragonvalia se aplazó para el 2012 debido a imposibilidad de acceso por vías en mal estado. Igualmente se reprogramó la intervención de los circuitos de la celda 33 y Arenal Palermo puesto que se dio prioridad a reposición de transformadores fallados.

Revisado el caso del incumplimiento del indicador del II Trimestre, se hace relación a la fuerte ola invernal lo que obligó a revisar y realizar reprogramación del cronograma, puesto que los grupos tuvieron que ser redireccionados como apoyo para restablecer el servicio de energía a los usuarios afectados.

La programación inicial contemplaba realizar un recorrido de 480 km, sin embargo con la reprogramación realizada la meta se subió a 704 km, de los cuales, se llevaron a cabo en 402 km.

### Costo del mantenimiento realizado en el año de estudio y comparación con el año anterior.

PROYECTO	ACCIÓN O ACTIVIDAD	UNIDAD DE MEDIDA DE LA ACCIÓN	META (Unidades de medida a alcanzar)	AVANCE 4 TRIMESTRE			
				EJECUCION DE ACTIVIDADES		EJECUCION DEL PRESUPUESTO	
				Metas físicas ejecutadas	% de avance del proyecto	Presupuesto Ejecutado	% Avance Presupuesto
Programa de Mantenimiento preventivo urbano y rural	Realizar Mantenimiento preventivo urbano y rural a las redes de Distribución.	(Rural) Kilometro de red mantenida	480	426	88,75%	\$ 1.836.731.058	102%
		Actividades (Urbano)	370	581	157,03%	N.A	N.A

Fuente: CENS S.A. E.S.P

La ejecución del acumulado en el cuarto trimestre del 2011 alcanzó finalmente 426 km de recorrido y 581 actividades desarrolladas en la zona urbana con el grupo de líneas energizadas para un total de ejecución del 88,75% y un desembolso total de \$1.836 millones de pesos para superar la meta del presupuesto inicial en el 102%.

En la tabla siguiente se relaciona aquellos circuitos que presentaron mayor número de mantenimientos correctivos durante el año 2011.

REGIONAL	RED NIV 2	# MANTENIMIENTO CORRECTIVO
AGUACHICA	Total RED NIV2 (13.2KV) AGUC3	20
PAMPLONA	Total RED NIV2 (13.2KV) PALRAGONVA	17
OCAÑA	Total RED NIV2 (13.2KV) CONSAL_TEOR	34
TIBU	Total RED NIV2 (13.2KV) TIBPUEBLOS	39
CUCUTA	Total RED NIV2 (13.2KV) SEVC11	6
CUCUTA	Total RED NIV2 (13.2KV) SANC55	6

Fuente: CENS S.A. E.S.P

El mayor número de mantenimientos correctivos realizados se presentó en el circuito AGUC3 de la Regional de Aguachica en el nivel de tensión II con 20 intervenciones. Las actividades correspondieron a cambio de fusibles, cambio de aislamiento, hincada de poste de 14 metros, cambio de cortacircuito, poda, mejoramiento de tierras, reubicación de línea.

Sigue en su orden con 17 intervenciones el circuito PALRAGONVA a 13.200 voltios de la Regional de Pamplona con actividades de mantenimiento en reparación del servicio en Media y baja tensión, retiro de material de trabajo en media tensión.

A continuación con 34 mantenimientos correctivos el circuito CONSAL\_TEOR del nivel de tensión II de la Regional de Ocaña realizó actividades de cambio de postes de 12 y 8 metros en diferentes veredas atendidas por dicho circuito y cambio de fusibles.

El circuito TIBPUEBLOS del nivel de tensión II correspondiente a la Regional Tibú hizo 39 intervenciones de tipo correctivo afectando el servicio con actividades de cambio de aislamiento, protecciones, cambio de fusibles, cambio de postes, energización de transformador nuevo, instalación de transformador de 30 KVA, mantenimiento de las diferentes líneas correspondientes a ramales alimentadores de varias veredas, cambio de templetos, reparación de crucetas, reparación de línea reventada.

El circuito SEVC11 de la Regional de Cúcuta presentó 6 mantenimientos correctivos consistentes en cerrar puentes abiertos, cambio de crucetas, cambio de poste e instalación de cubiertas.

El circuito SANC55 del nivel de tensión II tuvo 6 mantenimientos correctivos con actividades de cambio de apoyos, cambio de crucetas y corrección de cruce aéreo.

Durante el año 2011 se presentó una fuerte ola invernal que implicó daños importantes en el sistema atendido por Centrales Eléctricas de Norte de Santander. La continuidad del servicio se vio afectado debido a la imposibilidad del acceso hacia los sitios de falla para restablecer el servicio debido a deslizamiento de tierras sobre las calzadas o a la pérdida de la banca carretable aunado a ello el desbordamiento de ríos que imposibilitan el acceso.

Se anexa en medio magnético programación del mantenimiento y las actividades de mantenimiento ejecutadas en los niveles de tensión 2, 3 y 4 del año de análisis.

#### 4.4. Confiabilidad

A continuación en la tabla que se muestra se relaciona el número de transformadores de reserva en niveles de tensión 3, 4 y descripción de los mismos

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.															
AREA SUBESTACIONES Y LÍNEAS															
TRANSFORMADORES RESERVA- NIVELES 3 Y 4															
ALMACENAMIENTO	CAPACIDAD MVA		NIVEL DE TENSIÓN		N. DE EMPRESA	SERIAL	MARCA	AÑO FAB.	REGULACION BAJO CARGA			GRUPO CONEX.	PESO (KG)		
	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIM.	SEC.					MARCA	PASOS	%PASOS		TOTAL	ACEITE	PESO TRANSP.
TALLER DE REPARACION	30/40		115	34.5	TR-46	FHU27125	CEM	1.980	MR	15	1.0	YNynOd11	44500	10000	30500
OCAÑA	1,5		34.5	13.8	TR-18	63617	WESTINGHOUSE	1.985	NO	5	2.5	DYn11	5300	1260	4040
	20		115	34.5	TR-28	66175	AEG	1.971	NO	5	2.5	DY11	43500	13100	36500
	8		115	34.5	TR-71	200897	ABB	2.011	-	-	-	-	-	9034	-
SAN MATEO	20		115	34.5	TR-49	66174	AEG	1.971	NO	5	2.5	DYn11	43500	13100	36500
	10/12		34.5	13.8	TR - 16	200315	ABB	2.005	-	-	-	DYn11	18430	3815	10300
BELEN	3		34.5	13.8	TR-43	63645	WESTINGHOUSE REP CDM2010	1.999	NO	5	2.5	DYn11	36700	8190	28000
	30/40/50		230	115	TR-01	217485-01	ALSTOM	1.981	ALSTOM	27	1.0	YN0d5yn	60000	22000	31500
	10/12		34,5	13,8	TR-54	30245	ABB	1.979	NO	5	2.5	Dyn11	19000	1800	15000
	7		34,5	13,8	-	173534-1227	SIEMENS	1.997	NO	5	2.5	Dyn11		4394	15490
AGUACHICA	20/25		115	13.8	TR-13	36621	ABB	1.999	NO	5	2.5	YNyn0	38423	13923	26000
	30/40		115	34.5	TR-31	30383	BROWN BOVERY	1.987	MR	15	1.25	YNynOd11	57000	15300	41000
	0,5		34,5	13,8	TR-58	91370	RECONS. CDM	1.989	NO	5	2.5	DY5	2417	772	1645
TIBU	5		34.5	13.2	TR-59	35504	SIEMENS	-	-	-	-	YDN11	-	-	-
P. ZULIA	10		115	13.8	TR-60	13077	AICHI	1.982	-	-	-	DYn11	-	-	-
ESSA	25/30		115	13.8	TR-72	186128	SIEMENS	2.011	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CENS S.A. E.S.P

Se relaciona el número de interruptores o polos de reserva en niveles de tensión 3, 4 en la tabla siguiente

Se especifica una descripción general por circuito de nivel de tensión 4, señalando la confiabilidad de los mismos ante una contingencia. Dicha confiabilidad se entiende como el respaldo que tiene cada uno de los circuitos para suplir la demanda.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.						
AREA SUBESTACIONES Y LINEAS						
INTERRUPTORES O POLOS RESERVA - NIVELES 3 Y 4						
ALMACENAMIENTO	ITEM	NIVEL DE TENSION	CANTIDAD	MARCA	AÑO FAB.	OBSERVACION
BELEN	1	230 kV	1	SIEMENS	2.011	Interruptor de potencia.
	2	115 kV	1	SIEMENS	2.011	Interruptor de potencia.
	3	115 kV	3	DELLE ALSTHOM	1.981	Polos para interruptor, tipo FLX-145
SAN MATEO	4	34.5 kV	1	NULEC	2.010	Reconectador 35 kV.
	5	34.5 kV	1	NULEC	2.010	Reconectador 35 kV.
OCAÑA	6	115 kV	3	DELLE ALSTHOM	1.981	Polos para interruptor, tipo FLX-145

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.					
AREA SUBESTACIONES Y LINEAS					
CIRCUITOS NIVEL DE TENSION 4 - CONFIABILIDAD					
ITEM	CIRCUITO	NIVEL DE TENSION	CONFIABILIDAD (respaldo que tiene cada uno de los circuitos para suplir la demanda)	CIRCUITO RESPALDO	OBSERVACION
1	BELEN-SEVILLA MODULO I 115 kV	115 kV	SI	BELEN-SEVILLA MODULO II 115 kV	Se debe realizar traslado de carga parcial en horas de máxima demanda.
2	BELEN-SEVILLA MODULO II 115 kV	115 kV	SI	BELEN-SEVILLA MODULO I 115 kV	Se debe realizar traslado de carga parcial en horas de máxima demanda.
3	BELEN-INSULA 115 kV	115 kV	SI	SAN MATEO-INSULA 115 kV	-
4	INSULA-PLANTA ZULIA 115 kV	115 kV	SI	PLANTA ZULIA-TIBÚ 115 kV	-
5	PLANTA ZULIA-TIBÚ 115 kV	115 kV	SI	TIBÚ-CONVENCIÓN 115 kV	-
6	SAN MATEO-INSULA 115 kV	115 kV	SI	BELEN-INSULA 115 kV	-
7	TIBÚ-CONVENCIÓN 115 kV	115 kV	SI	CONVENCIÓN-OCAÑA 115 Kv ó PLANTA ZULIA-TIBÚ 115 kV	-
8	CONVENCIÓN-OCAÑA 115 kV	115 kV	SI	TIBÚ-CONVENCIÓN 115 kV	-
9	OCAÑA-AGUACHICA 115 kV	115 kV	NO	-	Se presenta DNA
10	CONVENCIÓN-AYACUCHO 115 kV	115 kV	NO	-	Se presenta DNA
11	PLANTA ZULIA - LA FRIA (Lado Colombiano) 115 kV	115 kV	NO	-	Lado Colombiano de la red.

#### 4.5. Aspectos ambientales

De acuerdo con lo establecido en el decreto 2820 de 2010 "Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1999 sobre licencias ambientales" Artículos 7, 8 y 9, En el Sector eléctrico los Proyectos, Obras o Actividades sujetos a Licencia Ambiental son los siguientes:

- La construcción y operación de Centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igualo superior a 100 MW;
- Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior a 3MW;
- El tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica, compuesto por el conjunto de líneas con sus correspondientes módulos

VG-F-004

de conexión (subestaciones) que se proyecte operen a tensiones iguales o superiores a 220 KV.

De acuerdo con lo anterior, CENS no requiere trámite de Licencias Ambientales, no obstante, para los proyectos de tendido de líneas, remodelación, electrificación rural, mantenimiento de líneas, ha tramitado los permisos respectivos ante las CARs de pertinencia, previa presentación de los estudios ambientales e inventarios forestales, velando por el cuidado, protección ambiental y manejo responsable del entorno.”

En la tabla siguiente se aprecia los permisos que se encuentran vigentes para realizar la poda de árboles dentro del mantenimiento preventivo y las resoluciones que las soportan, tanto con CORPONOR como con CORPOCESAR.

No. RESOLUCIÓN	MUNICIPIO	DESDE	HASTA	AUTORIDAD AMBIENTAL
RESOLUCION 0162 2008	Pamplona, Pamplinita, Mutiscua, Silos, Cacota, Chiataga, Toledo, Labateca	8 de Abril de 2008	8 de abril de 2013	CORPONOR
RESOLUCION 0163 2008	Puerto Santander, El Zulia, San Cayetano, Los Patios, Villa del Rosario, Cúcuta	8 de Abril de 2008	9 de abril de 2013	
RESOLUCION 0164 2008	Ocaña, Abrego, San Calixto, Teorema, La playa, Cachira, Hacarí	8 de Abril de 2008	10 de abril de 2013	
RESOLUCION 966 2009	Bochalema, Duranía, Arboledas	27 de Octubre de 2009	27 de Octubre de 2014	
RESOLUCION 0967 2009	Chinácota, Ragonvalia, Herran	27 de Octubre de 2009	27 de Octubre de 2014	
RESOLUCION 0968 2009	Salazar, Arboledas, Cicutilla	27 de Octubre de 2009	27 de Octubre de 2014	
RESOLUCION 969 2009	El Zulia, San Cayetano, Santiago	27 de Octubre de 2009	27 de Octubre de 2014	
RESOLUCION 0970 2009	Gramalote, Villa caro, Lourdes, Sardinata	27 de Octubre de 2009	27 de Octubre de 2014	
RESOLUCION 153 2010	Alumbrado Público (Ocaña, Abrego, Hacarí, La Playa, San Calixto, Convención, El Carmen, Teorama, Cáchira, El Tarra	9 de Junio de 2010	9 de junio de 2015	
RESOLUCION 020 2011	Tibú, El Tarra	15 de Julio de 2011	15 de julio de 2016	
RESOLUCIÓN 055 2010	Conseción Aguas Superficiales	10 de Marzo de 2010	10 de Marzo de 2015	CORPOCESAR
RESOLUCION 1144 2011	Aguachica, Gamarra, Róo de oro, Pelaya y los corregimientos de La Mata, Ayacucho, La Carolina y Besotes y La Gloria Cesar.	26 de Julio de 2011	26 de Julio de 2016	

Fuente: CENS S.A. E.S.P

Para llevar a cabo los proyectos de Electrificación Rural durante el 2011 Centrales Eléctricas de Norte de Santander hizo la consecución de los permisos respectivos con la aprobación de las resoluciones y la vigencia que se establece en el cuadro siguiente:



PERMISOS PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON CORPONOR				
RESOLUCIÓN 0811	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio CENS-EPM-Gobernación del Norte de Santander, Zona 1. Mpios de Zulia, Sardinata, Salazar de las palmas, Arboledas, Buicarasica y Lourdes	25 de Agosto de 2011	5 meses de vigencia para la compensación	Como medida de compensación de estas resoluciones la Corporación estableció la entrega de 14000 plántulas. El proceso de compra del material vegetal ya fue adjudicado, el proveedor del servicio tiene 6 meses a partir del 1 de junio para hacer la entrega d
RESOLUCIÓN 1184	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio CENS-EPM-Gobernación del Norte de Santander, Zona 2. Mpios de Cúcuta, Los Patios, Durania, Bochañema y Ragonvalia.	15 de Diciembre de 2011	3 meses de vigencia para la compensación	
RESOLUCIÓN 1189	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio CENS-EPM-Gobernación del Norte de Santander, Zona 3. Mpios: Silos, Pamplonita, Labateca, Toledo, Mutiscua y Cucutilla.	15 de Diciembre de 2011	3 meses de vigencia para la compensación	
	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural convenio CENS-EPM-Gobernación del Norte de Santander, Zona 4.			A la fecha la Corporación no ha expedido la Resolución otorgando el permiso. La comunicación donde se hace entrega de la documentación para el trámite del permiso ante Corponor se hizo el 5 de abril de 2011.
	Construcción de redes eléctricas proyecto de electrificación rural vereda Aguablanca municipio de Bucarasica			A la fecha la Corporación no ha expedido la Resolución, El pago del permiso se tramito el 6 de diciembre de 2011.
RESOLUCIÓN 0755	Permiso para la poda y tala de árboles para la Reubicación de la línea de transmisión de energía a 115 kv	13 de Septiembre de 2012	6 meses de vigencia para la compensación	La comunicación de la solicitud del permiso se elaboro el 25 de mayo de 2012, tiene fecha de recibido el 29 de mayo de 2012
PERMISO POR TRAMITAR				
	Permiso para poda y tala de árboles en el municipio de Morales jurisdicción			Actualmente para el trámite del permiso se encuentra en revisión el Plan de Manejo Ambiental.

Fuente: CENS S.A. E.S.P

Las principales dificultades que se han presentado en la obtención de los permisos ambientales ante las diferentes corporaciones donde presta el servicio de energía eléctrica Centrales Eléctricas de Norte de Santander se resumen en las siguientes:

- Los tiempos para dar respuesta son muy largos después de entregado un estudio (cuentan con trámites internos dispendiosos generando la extensión de los tiempos). Caso concreto Corponor.
- No existe la uniformidad de criterio para la asignación de una compensación de una corporación a otra.

VG-F-004

- No hay prontitud de respuesta a solicitudes de términos de referencia, primer paso para la gestión técnica del trámite ambiental. Caso de CorpoBolívar
- No hay unidad de criterio entre la Corporación y el ANLA para poder gestionar un permiso y/o Licencia a través de la herramienta virtual (VITAL) utilizada para su obtención.
- La disponibilidad de Recurso Humano dentro de las Corporaciones genera la sobrecarga de algunos funcionarios que nos atienden en nuestro proceso caso concreto Corponor.
- Para los pagos de las compensaciones no se puede solicitar la liquidación para el pago ya que ellos la generan directamente y en algunas oportunidades con plazos cortos para efectuar los trámites administrativos de pertinencia o lo hacen de manera extemporánea. Caso de Corpocesar
- No existe un efectivo control de pagos o cumplimientos de obligaciones (Documentación), generando la necesidad que siempre estemos retroalimentando a la Corporación de nuestros soportes haciendo el trámite dispendioso el mismo

#### 4.6. Calidad del servicio

CENS cumple con la reglamentación establecida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) de acuerdo a la resolución CREG 097/2008 capítulo 11 y a la resolución CREG 024 de 2005.

CENS posee en la actualidad 23 subestaciones automatizadas y ha terminado la Subestación Atalaya que entró automatizada, faltando nueve (9) por implementar dicho sistema. Realiza el reporte de manera continua a los entes regulatorios cumpliendo con las normas establecidas, en un todo, de acuerdo con la resolución CREG 097/2008. Las interrupciones programadas son realizadas para efectuar en el sistema de distribución, expansiones, remodelaciones, ampliaciones, mejoras, mantenimientos preventivos, mantenimientos correctivos, en sus instalaciones, redes y equipos.

CENS, durante los dos primeros trimestres del 2011 envió los reportes a través de los formatos B1 y B2, puesto que solo hasta Julio entró en el nuevo esquema de incentivos y compensaciones.

Las interrupciones del servicio y la duración de las mismas se encuentran dentro de la calidad del servicio de energía y se miden a través de los indicadores DES (Duración equivalente del servicio) y FES (frecuencia equivalente del servicio), cumpliendo con la normatividad vigente los OR (Operadores de Red)

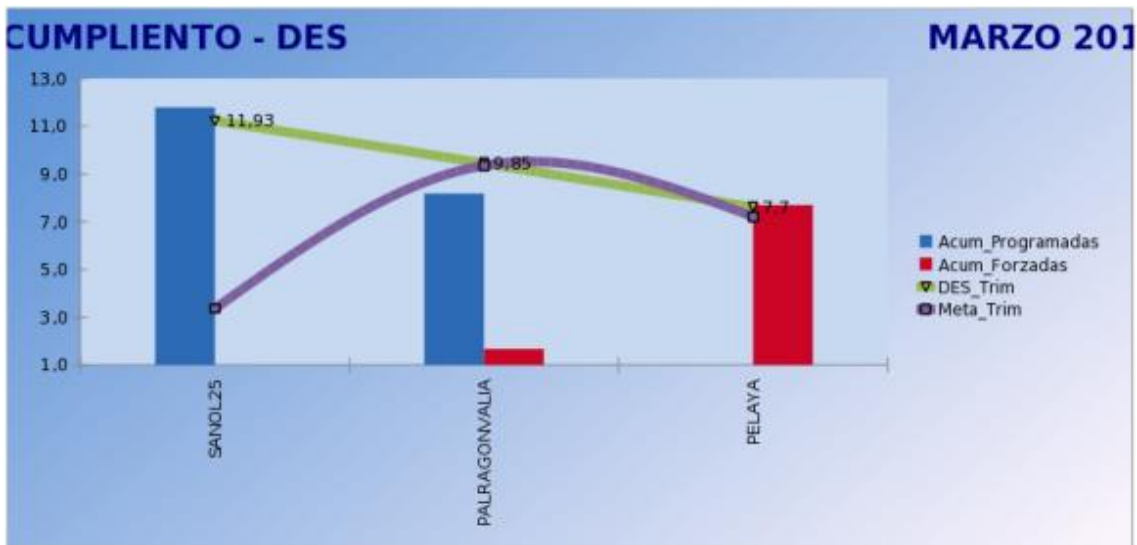
GRUPO	CANTIDAD ALIMENTADORES	DES			
		Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	51	2,75	2,75	2,75	2,75
2	13	4,75	4,75	4,75	4,75
3	9	7,25	7,25	7,25	7,25
4	59	9,75	9,75	9,75	9,75
TOTAL	132				
GRUPO	CANTIDAD ALIMENTADORES	FES			
		Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	51	6	6	6	8
2	13	11	11	11	11
3	9	12	12	12	15
4	59	14	14	14	16
TOTAL	132				

Fuente: CENS S.A. E.S.P

Las metas a cumplir durante la vigencia del año 2011 para los indicadores de calidad del servicio DES (Desconexión equivalente del servicio) y FES (Frecuencia equivalente del servicio) aprobadas por la CREG son las especificadas por cada trimestre en el cuadro anterior.

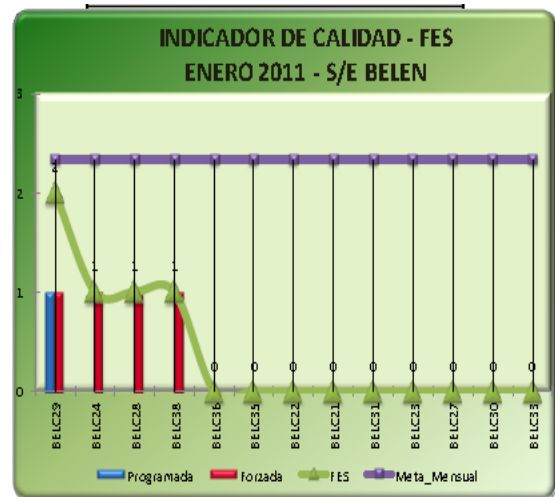
Las metas a cumplir durante la vigencia del año 2011 para los indicadores de calidad del servicio DES (Desconexión equivalente del servicio) y FES (Frecuencia equivalente del servicio) aprobadas por la CREG son las especificadas por cada trimestre en el cuadro anterior.

Durante el primer trimestre se superó la meta por DES en los circuitos Sanol25, Palrangovalia y Pelaya.



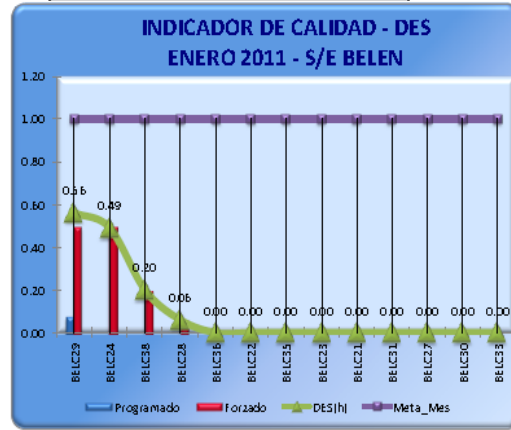
Fuente: CENS S.A. E.S.P

Mes	Celda	FES Programada	Forzada	Meta Mensual
ENE	BELC29	2	1	2.33
ENE	BELC24	1	0	2.33
ENE	BELC28	1	0	2.33
ENE	BELC38	1	0	2.33
ENE	BELC36	0	0	2.33
ENE	BELC35	0	0	2.33
ENE	BELC22	0	0	2.33
ENE	BELC21	0	0	2.33
ENE	BELC31	0	0	2.33
ENE	BELC23	0	0	2.33
ENE	BELC27	0	0	2.33
ENE	BELC30	0	0	2.33
ENE	BELC33	0	0	2.33



En la subestación de Belén durante Enero los circuitos BELC29, BELC24, BELC38 presentaron un valor alto del DES (Duración equivalente del servicio), sin superar la meta.

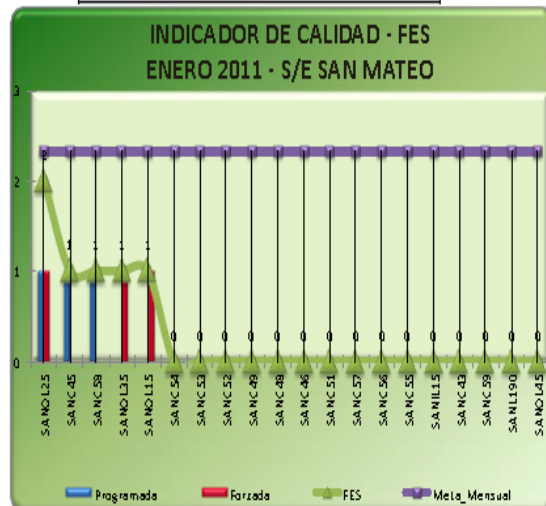
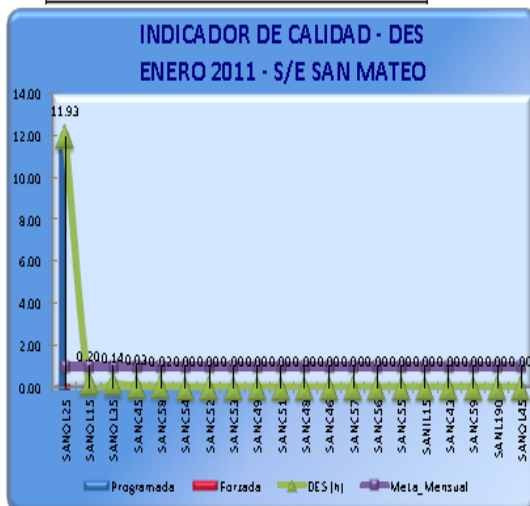
Mes	Celda	DES(h)	Programado	Forzado	Meta Mes
ENE	BELC29	0.56	0.07	0.49	1
ENE	BELC24	0.49	0	0.49	1
ENE	BELC38	0.2	0	0.2	1
ENE	BELC28	0.06	0	0.06	1
ENE	BELC36	0	0	0	1
ENE	BELC22	0	0	0	1
ENE	BELC35	0	0	0	1
ENE	BELC23	0	0	0	1
ENE	BELC21	0	0	0	1
ENE	BELC31	0	0	0	1
ENE	BELC27	0	0	0	1
ENE	BELC30	0	0	0	1
ENE	BELC33	0	0	0	1



En la subestación de Belén por FES (Frecuencia equivalente del servicio) los circuitos BELC29, BELC24, BELC28 y BELC38 presentaron desviación importante en el indicador.

Mes	Celda	DES(h)	Programada	Forzada	Meta Mensual
ENE	SANOL26	11.93	11.79	0.13	1
ENE	SANOL16	0.2	0	0.2	1
ENE	SANOL36	0.14	0	0.14	1
ENE	SANC45	0.03	0.03	0	1
ENE	SANC58	0.02	0.02	0	1
ENE	SANC54	0	0	0	1
ENE	SANC52	0	0	0	1
ENE	SANC53	0	0	0	1
ENE	SANC49	0	0	0	1
ENE	SANC51	0	0	0	1
ENE	SANC48	0	0	0	1
ENE	SANC46	0	0	0	1
ENE	SANC57	0	0	0	1
ENE	SANC56	0	0	0	1
ENE	SANC55	0	0	0	1
ENE	SANIL16	0	0	0	1
ENE	SANC43	0	0	0	1
ENE	SANC59	0	0	0	1
ENE	SANL190	0	0	0	1
ENE	SANOL46	0	0	0	1

Mes	Celda	FES	Programada	Forzada	Meta Mensual
ENE	SANOL26	2	1	1	2.33
ENE	SANC46	1	1	0	2.33
ENE	SANC58	1	1	0	2.33
ENE	SANOL36	1	0	1	2.33
ENE	SANOL16	1	0	1	2.33
ENE	SANC54	0	0	0	2.33
ENE	SANC53	0	0	0	2.33
ENE	SANC52	0	0	0	2.33
ENE	SANC49	0	0	0	2.33
ENE	SANC48	0	0	0	2.33
ENE	SANC46	0	0	0	2.33
ENE	SANC51	0	0	0	2.33
ENE	SANC57	0	0	0	2.33
ENE	SANC56	0	0	0	2.33
ENE	SANC55	0	0	0	2.33
ENE	SANIL16	0	0	0	2.33
ENE	SANC43	0	0	0	2.33
ENE	SANC59	0	0	0	2.33
ENE	SANL190	0	0	0	2.33
ENE	SANOL46	0	0	0	2.33

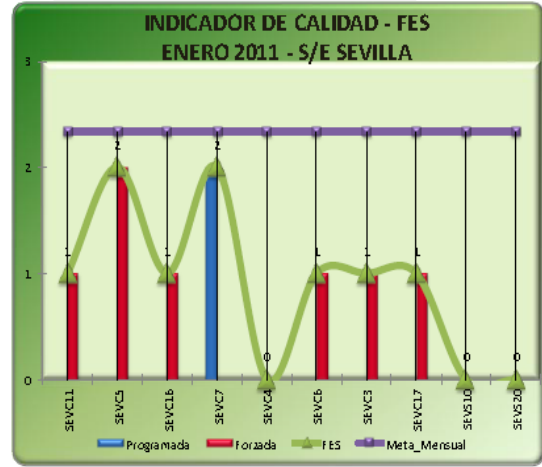
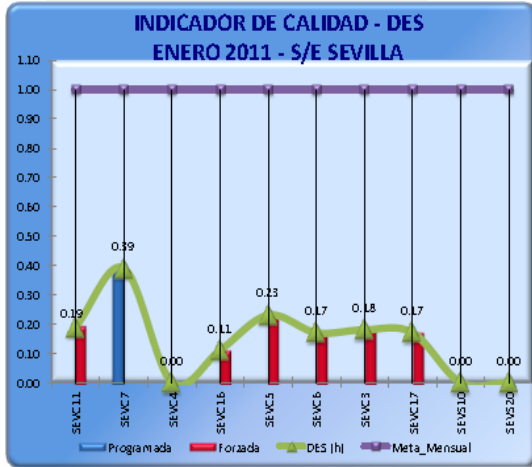


Fuente: CENS S.A. E.S.P

En la subestación San Mateo se encuentra una desviación importante del DES en el circuito SANOL25 superando la meta del trimestre. Por FES se encuentra igualmente una afectación importante en este circuito.

Mes	Celda DES (H)	Programada	Forzada	Meta Mensual	
ENE	SEVC11	0.19	0	0.19	1
ENE	SEVC7	0.39	0.39	0	1
ENE	SEVC4	0	0	0	1
ENE	SEVC16	0.11	0	0.11	1
ENE	SEVC5	0.23	0	0.23	1
ENE	SEVC6	0.17	0	0.17	1
ENE	SEVC3	0.18	0	0.18	1
ENE	SEVC17	0.17	0	0.17	1
ENE	SEVS10	0	0	0	1
ENE	SEVS20	0	0	0	1

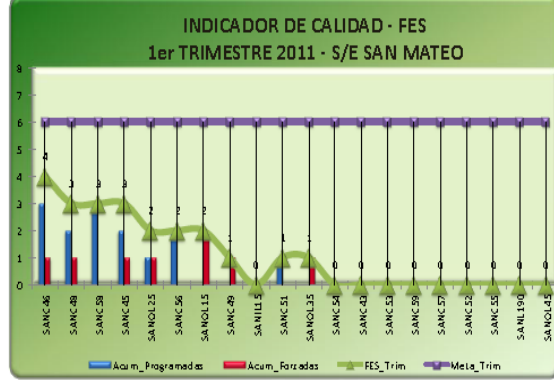
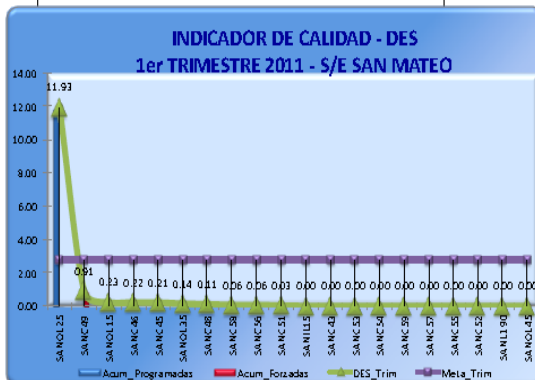
Mes	Celda FES	Programada	Forzada	Meta Mensual	
ENE	SEVC11	1	0	1	2.33
ENE	SEVC5	2	0	2	2.33
ENE	SEVC16	1	0	1	2.33
ENE	SEVC7	2	2	0	2.33
ENE	SEVC4	0	0	0	2.33
ENE	SEVC6	1	0	1	2.33
ENE	SEVC3	1	0	1	2.33
ENE	SEVC17	1	0	1	2.33
ENE	SEVS10	0	0	0	2.33
ENE	SEVS20	0	0	0	2.33



Si bien, no se supera en la subestación Sevilla la meta trimestral de los indicadores de calidad, se tiene una afectación importante en el circuito SEVC7 tanto en DES como en FES y por FES en el circuito SEVC5.

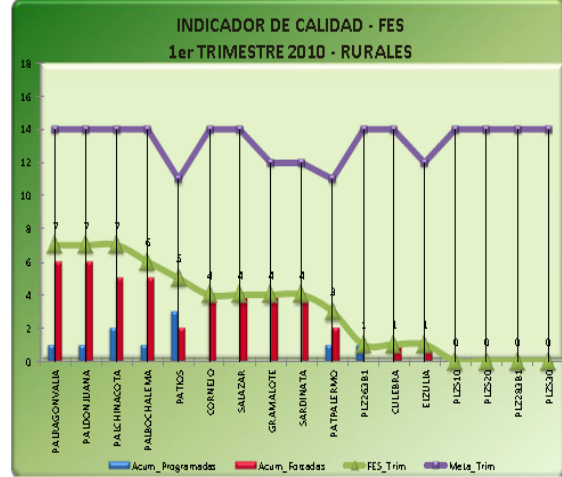
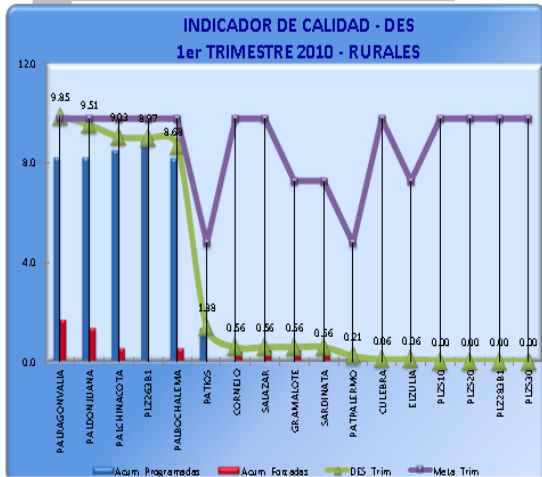
trimes	celda DES	Trim Acum	Programadas Acum	Forzadas	Meta Trim
1	SANOL25	11.93	11.79	0.13	2.75
1	SANC49	0.91	0	0.91	2.75
1	SANOL16	0.23	0	0.23	2.75
1	SANC46	0.22	0	0.02	2.75
1	SANC45	0.21	0.15	0.07	2.75
1	SANOL35	0.14	0	0.14	2.75
1	SANC48	0.11	0.09	0.02	2.75
1	SANC58	0.06	0.06	0	2.75
1	SANC56	0.06	0.06	0	2.75
1	SANC51	0.03	0.03	0	2.75
1	SANIL15	0	0	0	2.75
1	SANC43	0	0	0	2.75
1	SANC53	0	0	0	2.75
1	SANC54	0	0	0	2.75
1	SANC59	0	0	0	2.75
1	SANC57	0	0	0	2.75
1	SANC55	0	0	0	2.75
1	SANC52	0	0	0	2.75
1	SANL190	0	0	0	2.75
1	SANOL46	0	0	0	2.75

trimes	celda FES	Trim Acum	Programadas Acum	Forzadas	Meta Trim
1	SANC46	4	3	1	6
1	SANC48	3	2	1	6
1	SANC58	3	3	0	6
1	SANC45	3	2	1	6
1	SANOL25	2	1	1	6
1	SANC56	2	2	0	6
1	SANOL15	2	0	2	6
1	SANC49	1	0	1	6
1	SANIL15	0	0	0	6
1	SANC51	1	1	0	6
1	SANOL35	1	0	1	6
1	SANC54	0	0	0	6
1	SANC43	0	0	0	6
1	SANC53	0	0	0	6
1	SANC59	0	0	0	6
1	SANC57	0	0	0	6
1	SANC52	0	0	0	6
1	SANC55	0	0	0	6
1	SANL190	0	0	0	6
1	SANOL46	0	0	0	6



trim	es	celda	DES_Trim	Acum_Programadas	Acum_Forzadas	Meta_Trim
1	PALRAGONVALIA	9.85	8.18	1.67	9.75	
1	PALDONJUANA	9.51	8.18	1.33	9.75	
1	PALCHINACOTA	9.03	8.49	0.54	9.75	
1	PLZ283B1	8.97	8.97	0	9.75	
1	PALBOCHALEMA	8.68	8.14	0.53	9.75	
1	PATIOS	1.38	1.34	0.04	4.75	
1	CORNEJO	0.66	0	0.66	4.75	
1	SALAZAR	0.66	0	0.66	4.75	
1	GRAMALOTE	0.66	0	0.66	7.25	
1	SARDINATA	0.66	0	0.66	7.25	
1	PATPALEERMO	0.21	0.14	0.08	4.75	
1	CULEBRA	0.06	0	0.06	9.75	
1	ELZULIA	0.06	0	0.06	9.75	
1	PLZS10	0	0	0	9.75	
1	PLZS20	0	0	0	9.75	
1	PLZ283B1	0	0	0	9.75	
1	PLZS30	0	0	0	9.75	

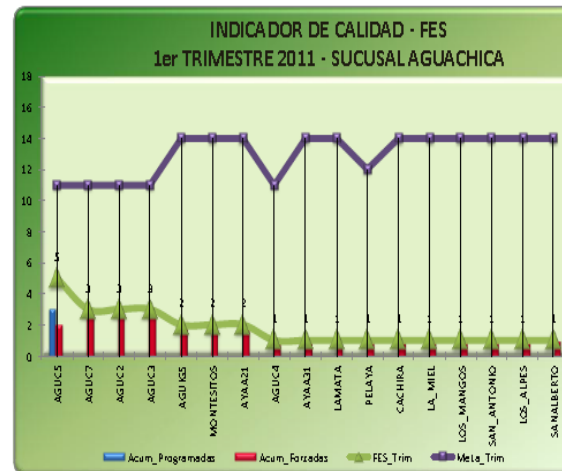
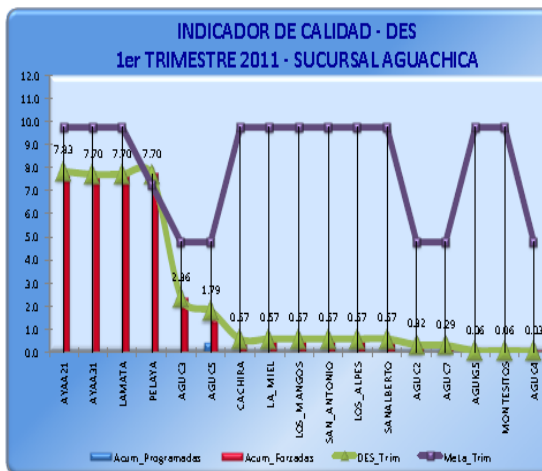
trim	es	celda	FES_Trim	Acum_Programadas	Acum_Forzadas	Meta_Trim
1	PALRAGONVALIA	7	1	6	14	
1	PALDONJUANA	7	1	6	14	
1	PALCHINACOTA	7	2	5	14	
1	PALBOCHALEMA	6	1	5	14	
1	PATIOS	5	3	2	11	
1	CORNEJO	4	0	4	14	
1	SALAZAR	4	0	4	14	
1	GRAMALOTE	4	0	4	12	
1	SARDINATA	4	0	4	12	
1	PATPALEERMO	3	1	2	11	
1	PLZ283B1	1	1	0	14	
1	CULEBRA	1	0	1	14	
1	ELZULIA	1	0	1	12	
1	PLZS10	0	0	0	14	
1	PLZS20	0	0	0	14	
1	PLZ283B1	0	0	0	14	
1	PLZS30	0	0	0	14	



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

trim	es	celda	DES_Trim	Acum_Programadas	Acum_Forzadas	Meta_Trim
1	AYAA21	7.83	0	7.83	9.75	
1	AYAA31	7.7	0	7.7	9.75	
1	LAMATA	7.7	0	7.7	9.75	
1	PELAYA	7.7	0	7.7	7.25	
1	AGUC3	2.36	0	2.36	4.75	
1	AGUC5	1.79	0.36	1.42	4.75	
1	CACHIRA	0.57	0	0.57	9.75	
1	LA_MIEL	0.57	0	0.57	9.75	
1	LOS_MANGOS	0.57	0	0.57	9.75	
1	SAN_ANTONIO	0.57	0	0.57	9.75	
1	LOS_ALPES	0.57	0	0.57	9.75	
1	SANALBERTO	0.57	0	0.57	9.75	
1	AGUC2	0.32	0	0.32	4.75	
1	AGUC7	0.29	0	0.29	4.75	
1	AGUG5	0.06	0	0.06	9.75	
1	MONTESITOS	0.06	0	0.06	9.75	
1	AGUC4	0.03	0	0.03	4.75	

trim	es	celda	FES_Trim	Acum_Programadas	Acum_Forzadas	Meta_Trim
1	AGUC5	6	3	2	11	
1	AGUC7	3	0	3	11	
1	AGUC2	3	0	3	11	
1	AGUC3	3	0	3	11	
1	AGUG5	2	0	2	14	
1	MONTESITOS	2	0	2	14	
1	AYAA21	2	0	2	14	
1	AGUC4	1	0	1	11	
1	AYAA31	1	0	1	14	
1	LAMATA	1	0	1	14	
1	PELAYA	1	0	1	12	
1	CACHIRA	1	0	1	14	
1	LA_MIEL	1	0	1	14	
1	LOS_MANGOS	1	0	1	14	
1	SAN_ANTONIO	1	0	1	14	
1	LOS_ALPES	1	0	1	14	
1	SANALBERTO	1	0	1	14	



Durante el primer trimestre se presentó incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio en los circuitos de SANOL25 con un total de 11,93 horas; PALRAGONVALIA con un total de 9,85 horas de interrupción del servicio y PELAYA con interrupción de 7,7 horas.

VG-F-004

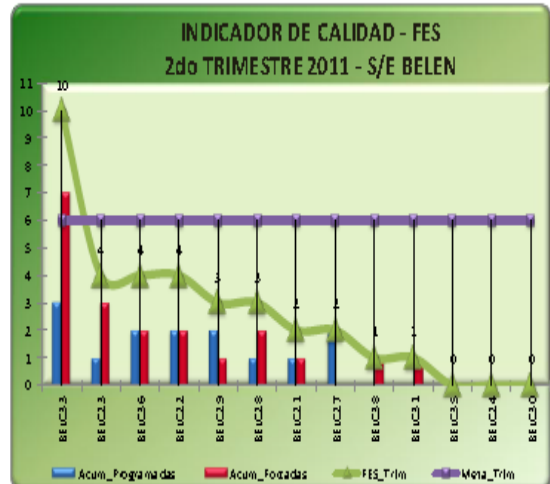
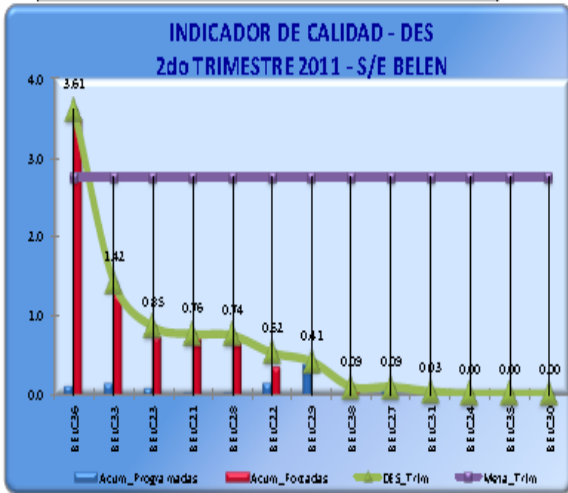
ano	trimes	mes	celda	grupo	des	desf	deep	vmaxdesmes	desacum	desacumf	desacump	vmaxdestri	fes	fesf	fesp	vmaxdesmes	fosacum	fosacumf	fosacump	vmaxfetri
2011	1 Mar	BELC21		1	0.04	0	0.04	0.92	0.09	0	0.09	2.75	1	0	1	2	3	0	3	6
2011	1 Mar	BELC22		1	0.06	0	0.06	0.92	0.11	0	0.11	2.75	1	0	1	2	3	0	3	6
2011	1 Mar	BELC23		1	0.06	0	0.06	0.92	2.73	2.65	0.08	2.75	2	0	2	2	4	1	3	6
2011	1 Mar	BELC24		1	0.04	0	0.04	0.92	0.53	0.49	0.04	2.75	2	0	2	2	3	1	2	6
2011	1 Mar	BELC27		1	0	0	0	0.92	0.05	0	0.05	2.75	0	0	0	2	2	0	2	6
2011	1 Mar	BELC28		1	0	0	0	0.92	0.10	0.08	0.08	2.75	0	0	0	2	4	2	2	6
2011	1 Mar	BELC29		1	0.1	0	0.1	0.92	0.75	0.49	0.26	2.75	2	0	2	2	6	1	5	6
2011	1 Mar	BELC30		1	0	0	0	0.92	0.05	0	0.05	2.75	0	0	0	2	2	0	2	6
2011	1 Mar	BELC31		1	0	0	0	0.92	0.02	0	0.02	2.75	0	0	0	2	1	0	1	6
2011	1 Mar	BELC33		1	0.06	0.06	0	0.92	0.06	0.06	0	2.75	1	1	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	BELC35		1	0.06	0.06	0	0.92	0.21	0.08	0.14	2.75	1	1	0	2	3	2	1	6
2011	1 Mar	BELC36		1	0.56	0.56	0	0.92	0.56	0.56	0	2.75	4	4	0	2	4	4	0	6
2011	1 Mar	BELC38		1	0	0	0	0.92	1.49	1.49	0	2.75	0	0	0	2	2	2	0	6
2011	1 Mar	SANC43		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC45		1	0.19	0.07	0.12	0.92	0.21	0.07	0.15	2.75	2	1	1	2	3	1	2	6
2011	1 Mar	SANC46		1	0.22	0.02	0.2	0.92	0.22	0.02	0.2	2.75	4	1	3	2	4	1	3	6
2011	1 Mar	SANC48		1	0.11	0.02	0.09	0.92	0.11	0.02	0.09	2.75	3	1	2	2	3	1	2	6
2011	1 Mar	SANC49		1	0.91	0.91	0	0.92	0.91	0.91	0	2.75	1	1	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SANC51		1	0.03	0	0.03	0.92	0.03	0	0.03	2.75	1	0	1	2	1	0	1	6
2011	1 Mar	SANC52		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC53		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC54		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC55		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC56		1	0.06	0	0.06	0.92	0.06	0	0.06	2.75	2	0	2	2	2	0	2	6
2011	1 Mar	SANC57		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANC58		1	0.04	0	0.04	0.92	0.06	0	0.06	2.75	2	0	2	2	3	0	3	6
2011	1 Mar	SANC59		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANIL15		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANL190		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SANOL15		1	0	0	0	0.92	0.23	0.23	0	2.75	0	0	0	2	2	2	0	6
2011	1 Mar	SANOL25		1	0	0	0	0.92	11.93	0.13	11.79	2.75	0	0	0	2	2	1	1	6
2011	1 Mar	SANOL35		1	0	0	0	0.92	0.14	0.14	0	2.75	0	0	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SANOL45		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SEVC11		1	0	0	0	0.92	0.19	0.19	0	2.75	0	0	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SEVC16		1	0	0	0	0.92	0.11	0.11	0	2.75	0	0	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SEVC17		1	0.03	0	0.03	0.92	0.28	0.17	0.11	2.75	1	0	1	2	4	1	3	6
2011	1 Mar	SEVC3		1	0	0	0	0.92	0.18	0.18	0	2.75	0	0	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SEVC4		1	0.05	0	0.05	0.92	0.05	0	0.05	2.75	2	0	2	2	2	0	2	6
2011	1 Mar	SEVC5		1	0	0	0	0.92	0.23	0.23	0	2.75	0	0	0	2	2	2	0	6
2011	1 Mar	SEVC6		1	0	0	0	0.92	0.17	0.17	0	2.75	0	0	0	2	1	1	0	6
2011	1 Mar	SEVC7		1	0.11	0	0.11	0.92	0.52	0	0.52	2.75	3	0	3	2	6	0	6	6
2011	1 Mar	SEVS10		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	SEVS20		1	0	0	0	0.92	0	0	0	2.75	0	0	0	2	0	0	0	6
2011	1 Mar	PALBOCHALEMA		4	8.52	0.37	8.14	3.25	8.68	0.53	8.14	9.75	4	3	1	4.67	6	5	1	14
2011	1 Mar	PALCHINACOTA		4	8.86	0.37	8.49	3.25	9.03	0.54	8.49	9.75	5	3	2	4.67	7	5	2	14

Fuente: CENS S.A. E.S.P.

La anterior tabla muestra los reportes y almacenamiento de la información que lleva el Centro de Operaciones de CENS de la información de la calidad del servicio.

trmes	ceda	DES Trim	Acum Programadas	Acum Forzadas	Meta Trim
2	BELC36	3.61	0.12	3.49	2.75
2	BELC33	1.42	0.15	1.27	2.75
2	BELC23	0.85	0.1	0.75	2.75
2	BELC21	0.76	0.04	0.73	2.75
2	BELC28	0.74	0.04	0.7	2.75
2	BELC22	0.52	0.16	0.36	2.75
2	BELC29	0.41	0.39	0.02	2.75
2	BELC38	0.09	0	0.09	2.75
2	BELC27	0.09	0.09	0	2.75
2	BELC31	0.03	0	0.03	2.75
2	BELC24	0	0	0	2.75
2	BELC35	0	0	0	2.75
2	BELC30	0	0	0	2.75

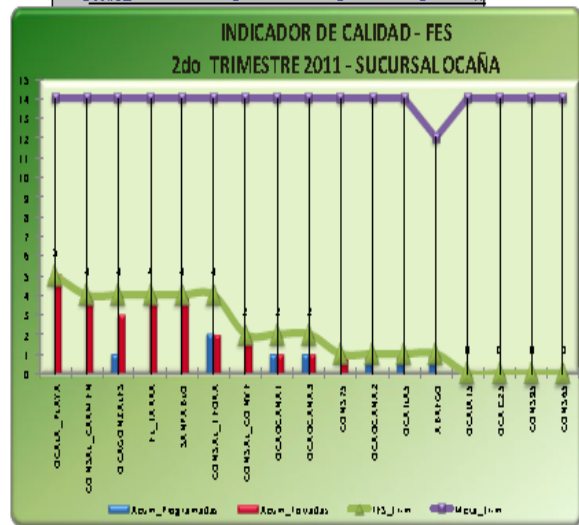
trmes	ceda	FES Trim	Acum Programadas	Acum Forzadas	Meta Trim
2	BELC33	10	3	7	6
2	BELC23	4	1	3	6
2	BELC36	4	2	2	6
2	BELC22	4	2	2	6
2	BELC29	3	2	1	6
2	BELC28	3	1	2	6
2	BELC21	2	1	1	6
2	BELC27	2	2	0	6
2	BELC38	1	0	1	6
2	BELC31	1	0	1	6
2	BELC35	0	0	0	6
2	BELC24	0	0	0	6
2	BELC30	0	0	0	6



Fuente: CENS S.A. E.S.P

trmes	ceda	DES Trim	Acum Programadas	Acum Forzadas	Meta Trim
2	EL TARRA	17.82	0	17.82	8.76
2	BAN PABLO	17.82	0	17.82	8.76
2	OCCALIAS	3.53	3.53	0	9.75
2	ABREBO	3.53	3.53	0	7.25
2	OCCALA_PLAYA	1.48	0	1.48	9.75
2	OCCADO NZALES	1.27	0.08	1.18	9.75
2	OCCO NBAL_TEBORA	1.09	0.83	0.26	9.75
2	OCCO NBAL_CARMEN	0.74	0	0.74	9.75
2	OCCO ANA1	0.67	0.56	0.11	9.75
2	OCCO NBAL_CO NVE	0.26	0	0.26	9.75
2	OCCO NB75	0.13	0	0.13	9.75
2	OCCO ANA3	0.1	0.03	0.07	9.75
2	OCCO ANA2	0.02	0.02	0	9.75
2	OCCO C25	0	0	0	9.75
2	OCCO AN15	0	0	0	9.75
2	OCCO NB56	0	0	0	9.75
2	OCCO NB66	0	0	0	9.75

trmes	ceda	FES Trim	Acum Programadas	Acum Forzadas	Meta Trim
2	OCCALA_PLAYA	5	0	5	14
2	OCCO NBAL_CARMEN	4	0	4	14
2	OCCO ANZALES	4	1	3	14
2	EL TARRA	4	0	4	14
2	SAN PABLO	4	0	4	14
2	OCCO NBAL_TEBORA	4	2	2	14
2	OCCO NBAL_CO NVE	2	0	2	14
2	OCCO ANA1	2	1	1	14
2	OCCO ANA3	2	1	1	14
2	OCCO NB75	1	0	1	14
2	OCCO ANA2	1	1	0	14
2	OCCALIAS	1	1	0	14
2	ABREBO	1	1	0	12
2	OCCO AN15	0	0	0	14
2	OCCO C25	0	0	0	14
2	OCCO NB56	0	0	0	14
2	OCCO NB66	0	0	0	14



VG-F-004

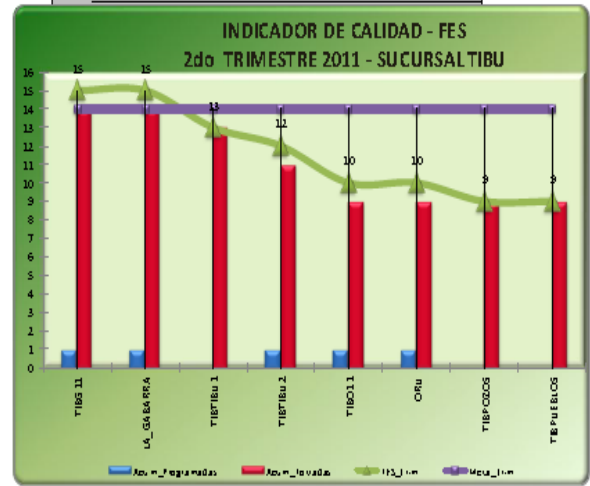
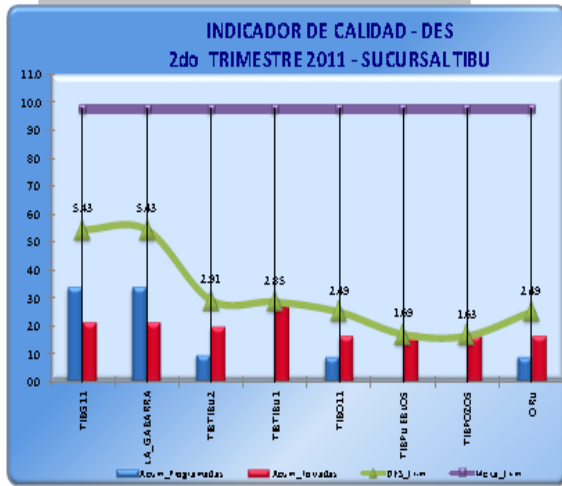


En el segundo trimestre los incumplimientos a la meta proyectada corresponden a los siguientes circuitos:

BELC36 con una duración de 3,61 horas de interrupción. La meta se fijó en 2,75.  
 BELC33 tuvo 10 interrupciones del circuito ante una meta de 6 para el trimestre.  
 EL\_TARRA tuvo 17,92 horas de interrupción.  
 SAN PABLO tuvo igualmente 17,92 horas de interrupción del servicio.  
 TIBG11 tuvo 15 interrupciones superando la meta de 14 para el trimestre.  
 LA GABARRA igualmente tuvo 15 interrupciones.  
 AGUC2 tuvo 14,4 horas sin servicio ante una meta de 4,75 horas trimestrales.  
 AGUC7 tuvo 14,3 horas sin servicio de energía eléctrica.

trimes	códb	DES_Trim	Acum_Programados	Acum_Forzados	Meta_Trim
2	TIBG11	5.43	3.34	2.09	9.75
2	LA_GABARRA	5.43	3.34	2.09	9.75
2	TIBTBU2	2.91	0.96	1.96	9.75
2	TIBTBU1	2.85	0	2.85	9.75
2	TIBO11	2.49	0.87	1.61	9.75
2	TIBPUEBLOS	1.69	0	1.69	9.75
2	TIBPOZOS	1.63	0	1.63	9.75
2	ORU	2.49	0.87	1.61	9.75

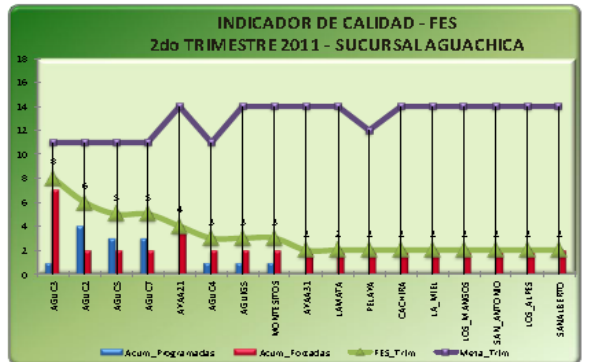
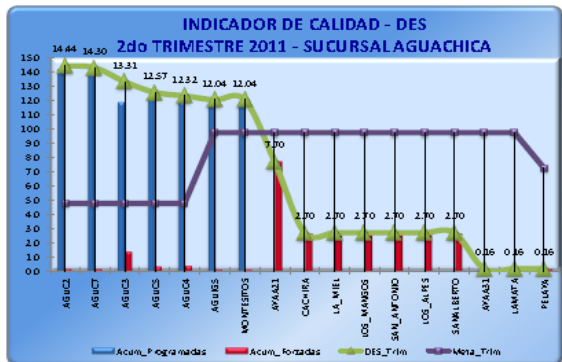
trimes	códb	FES_Trim	Acum_Programados	Acum_Forzados	Meta_Trim
2	TIBG11	15	1	14	14
2	LA_GABARRA	15	0	14	14
2	TIBTBU1	13	0	13	14
2	TIBTBU2	12	1	11	14
2	TIBO11	10	1	9	14
2	ORU	10	1	9	14
2	TIBPOZOS	9	0	9	14
2	TIBPUEBLOS	9	0	9	14



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

trimes	códb	DES_Trim	Acum_Programados	Acum_Forzados	Meta_Trim
2	AGUC2	14.44	14.24	0.21	4.75
2	AGUC7	14.3	14.09	0.21	4.75
2	AGUC3	13.31	11.89	1.34	4.75
2	AGUC4	12.57	12.2	0.37	4.75
2	AGUC4	12.32	11.94	0.38	4.75
2	AGUC5	12.04	11.9	0.14	5.75
2	MONTESITOS	12.04	11.9	0.14	5.75
2	AYAA21	7.7	0	7.7	9.75
2	CACHIRA	2.7	0	2.7	9.75
2	LA_MIEL	2.7	0	2.7	9.75
2	LOS_MANGOS	2.7	0	2.7	9.75
2	SAN_ANTONIO	2.7	0	2.7	9.75
2	LOS_ALPES	2.7	0	2.7	9.75
2	SANLIBERTO	2.7	0	2.7	9.75
2	AYAA31	0.16	0	0.16	9.75
2	LAMATA	0.16	0	0.16	9.75
2	PELAYA	0.16	0	0.16	7.25

trimes	códb	FES_Trim	Acum_Programados	Acum_Forzados	Meta_Trim
2	AGUC3	8	1	7	11
2	AGUC2	6	4	2	11
2	AGUC5	5	3	2	11
2	AGUC7	5	3	2	11
2	AYAA21	4	0	4	14
2	AGUC4	3	1	2	11
2	AGUC5	3	1	2	14
2	MONTESITOS	3	1	2	14
2	AYAA31	2	0	2	14
2	LAMATA	2	0	2	14
2	PELAYA	2	0	2	12
2	CACHIRA	2	0	2	14
2	LA_MIEL	2	0	2	14
2	LOS_MANGOS	2	0	2	14
2	SAN_ANTONIO	2	0	2	14
2	LOS_ALPES	2	0	2	14
2	SANLIBERTO	2	0	2	14



VG-F-004

Se observa que Cens en 2011 mejoró en el tiempo de respuesta a los usuarios afectados por el servicio de energía eléctrica respecto del año 2010 y que para el primer trimestre únicamente se compensó por mal servicio a los usuarios de los circuitos Sanol25, Palragonvalia y Pelaya.

Para el primer trimestre se revisó por la auditoría los reportes enviados al SUI y se encontró que los circuitos del grupo 1 que superaron la meta fueron BELC23 Y SANOL25 y para el grupo 3 Pelaya con afectación por DES. Los grupos 2 y 4 no superaron las metas y por tanto se cumplió con el estándar de calidad del servicio. Con afectación por FES los circuitos del grupo 1 fueron: BELC29 Y SEVC7, los demás grupos no tuvieron interrupciones del servicio por FES.

Para el segundo trimestre del 2011 los circuitos que superaron la meta por DES del grupo 1 fueron BELC36, grupo 2 AGUC2, AGUC3, AGUC4, AGUC5 y AGUC7; grupo 4 los circuitos afectados fueron AGUIG5, EL\_TARRA, MONTESITOS y SANPABLO. Por FES los circuitos que superaron la meta fueron en el grupo 1 BELC33, grupo 4 los circuitos GABARRA y TIBG11, los demás grupos no sufrieron interrupción por FES.

Se aprecia que la afectación en la calidad del servicio se da fundamentalmente por DES lo que implica que existe demora en el tiempo de respuesta para normalizar el servicio.

CENS estableció un plan de mejora en la Operación y Calidad del servicio implementando un reporte operativo diario donde se relaciona los indicadores de calidad DES-FES actualizado al día anterior, presentando gráficamente todos los circuitos con sus respectivas metas por cada grupo de calidad.

Antes de aprobar consignas para mantenimiento programado en subestaciones o líneas, se verifica el estado de los indicadores del trimestre y si es el caso se recomienda reprogramar para otro trimestre para evitar superar la meta.

Igualmente se hace énfasis al ADE cuando se encuentra circuitos con un alto índice de fallas para que sea encontrada la causa del problema y su oportuna solución.

#### **4.7. Cumplimiento al RETIE.**

CENS se ha preocupado por dar cumplimiento al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y para ello realizó convocatoria para adjudicar un contrato a un ente certificador. Una vez terminado el proceso se hizo la adjudicación a la firma RETICERTIFICAMOS S.A. quien es la encargada de cumplir con éste proceso.

CENS realiza la conexión y puestas en servicio de instalaciones eléctricas de uso final tanto particulares como propias a través del proceso de Atención Técnica de Usuarios.

Se relaciona a continuación el número de proyectos presentados a CENS durante el 2011



Fuente: CENS S.A. E.S.P.

## 5. ASPECTOS COMERCIALES

En este capítulo se analizan aspectos comerciales de la empresa referentes a:

### 5.1. Evolución en el número de suscriptores

A continuación se muestra el número de Usuarios diciembre 2010 vs 2011 por sector y estrato, y se informa la existencia de áreas especiales, tipo y número de usuarios.

<b>Usuarios</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<b>Sector /Estrato</b>	<b>dic-10</b>	<b>dic-11</b>
Usuarios Residenciales	352.175	364.246
Empleados	780	793
Usuarios Estrato 1	86.187	92.449
Usuarios Estrato 2	186.185	190.869
Usuarios Estrato 3	55.303	55.745
Usuarios Estrato 4	19.946	20.406
Usuarios Estrato 5	3.327	3.541
Usuarios Estrato 6	447	443
Usuarios Comerciales	27.058	27.808
Usuarios Industriales	1.125	1.135
Usuarios Oficiales	2.810	2.883
Provisional	690	987
Autoconsumo	55	70
<b>Total</b>	<b>383.913</b>	<b>397.129</b>

Fuente: CENS SA ESP

Según informa la empresa a Diciembre del 2011, CENS atiende un total de 397,129 clientes, con un crecimiento respecto a 2010 de 13,216 nuevos clientes durante el último año, equivalentes al 3%, incremento representado básicamente en los estratos 1 y 2 por 10.946 clientes. El sector residencial concentra el 92%, los estratos 1 y 2 con el 62% del mercado total

En cuanto a las áreas especiales es de anotar:

CENS cuenta con una área especial, ARMD (Áreas rurales de menor Desarrollo) para el año 2010 con corte al último periodo enviado por parte del MME y utilizado en la aplicación de la resolución de aplicación FOES N° 180283 que aplica para los meses de noviembre y diciembre de 2010 se tiene un total de 96,611 Usuarios para el mes de diciembre 2010.

Ahora bien CENS cuenta con una área especial, ARMD (Áreas rurales de menor Desarrollo) para el año 2011 con corte al último periodo enviado por parte del MME en la resolución de aplicación FOES N° 180760 que aplica para los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero 2012 se tiene un total de 27,365 Usuarios para el mes de diciembre 2011.

El decremento en la cantidad de usuarios obedece a la nueva forma de clasificación de las áreas especiales y a la exclusión de las diferentes clases de servicio diferentes de los estratos 1 y 2 (Ley 1450 de 16-06-2011).

## 5.2. Número de empleados

A continuación se presenta el número de empleados y contratistas, y indicador de empleados por cada 10000 suscriptores, el cual se ubica en 20, tal como se muestra en la siguiente tabla:

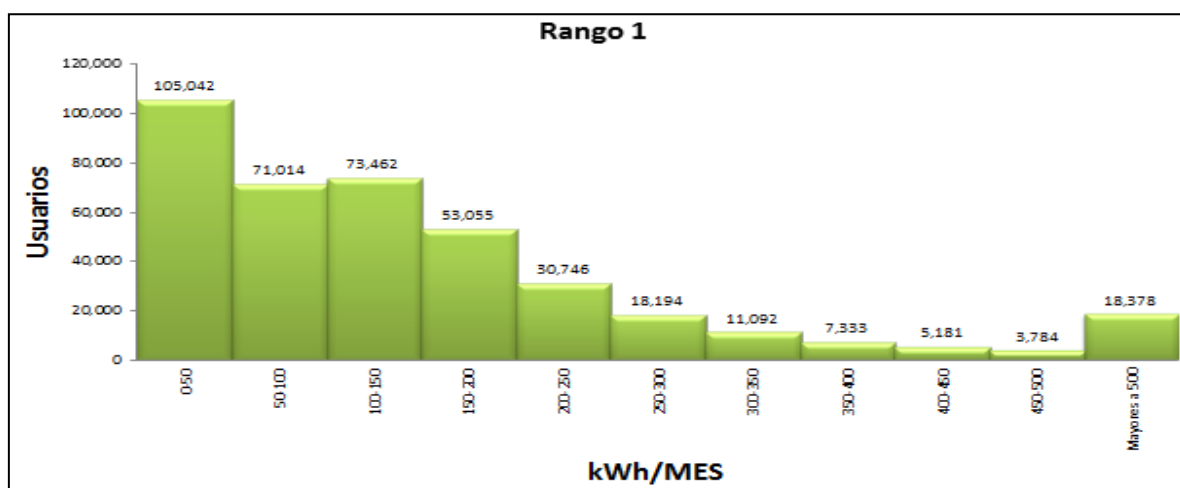
<b>Indicador de empleados por cada 10000 suscriptores</b>				
Empleados y contratistas	761	Suscriptores	379.325	<b>20</b>

Fuente SUI

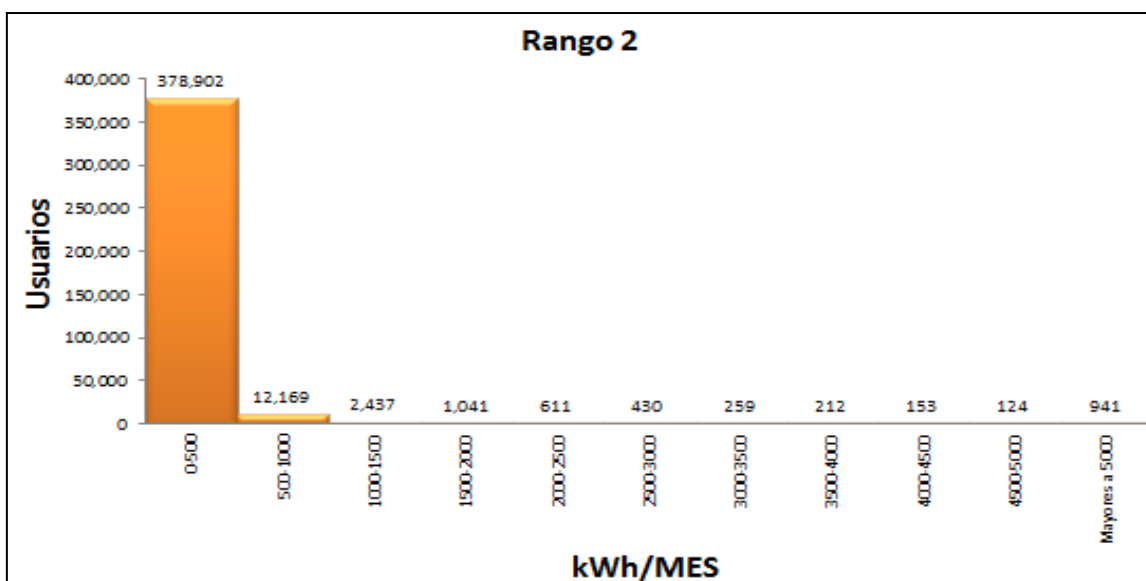
### 5.3. Consumos

Para el período del 2011, de acuerdo a los rangos solicitados la discriminación de los usuarios por sus consumos promedios fue:

RANGO 1 (kWh/mes)	Cantidad de Usuario (Consumo Promedio)
0-50	105,042
50-100	71,014
100-150	73,462
150-200	53,055
200-250	30,746
250-300	18,194
300-350	11,092
350-400	7,333
400-450	5,181
450-500	3,784
Mayores a 500	18,378
<b>TOTAL</b>	<b>397,280</b>



RANGO 2 (kWh/mes)	Cantidad de Usuario (Consumo Promedio)
0-500	378,902
500-1000	12,169
1000-1500	2,437
1500-2000	1,041
2000-2500	611
2500-3000	430
3000-3500	259
3500-4000	212
4000-4500	153
4500-5000	124
Mayores a 5000	941
<b>TOTAL</b>	<b>397,280</b>



#### 5.4. Facturación

La facturación vs los clientes facturados a diciembre de 2011 se muestra a continuación, observando de manera general recudos en niveles superiores al 90% mayores ventas en 2011:

SECTOR	Cientes Facturados diciembre 2011	Ventas M\$ a Diciembre 2011	Cientes Facturados Diciembre 2010	Ventas M\$ a Diciembre 2010
<b>TOTAL RESIDENCIAL</b>	<b>364.246</b>	<b>224.228</b>	<b>352.175</b>	<b>211.234</b>
Empleados	793	1.304	780	1.256
Estrato 1	92.449	44.767	86.187	40.007
Estrato 2	190.869	104.459	186.185	97.896
Estrato 3	55.745	44.905	55.303	43.405
Estrato 4	20.406	22.339	19.946	22.447
Estrato 5	3.541	5.380	3.327	5.243
Estrato 6	443	1.071	447	977.81
<b>TOTAL NO RESIDENCIAL</b>	<b>32.965</b>	<b>92.849</b>	<b>31.738</b>	<b>84.773</b>
Comercial	27.830	62.454	27.058	56.736
Industrial	1.187	13.246	1.125	11.809
Oficial	2.891	14.879	2.810	14.394
Provisional	987	914	690	652
Autoconsumo	70	1.353	55	1.181
<b>Total</b>	<b>397.211</b>	<b>317.078</b>	<b>383.913</b>	<b>296.008</b>

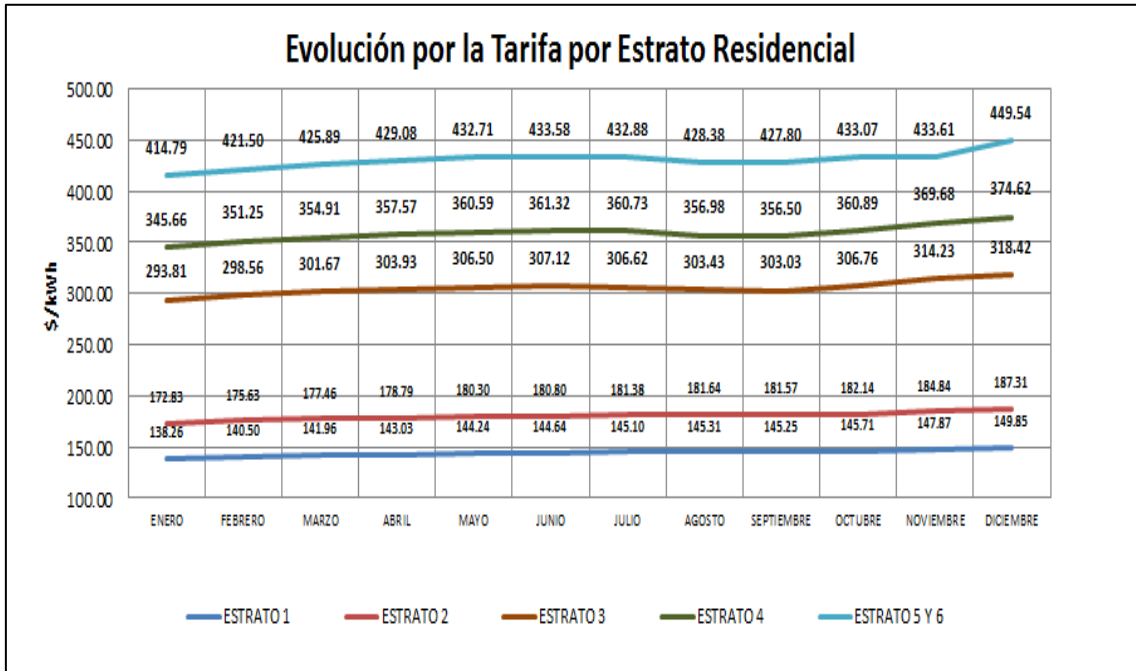
Fuente CENS S.A. E.S.P.

#### 5.5. Tarifas

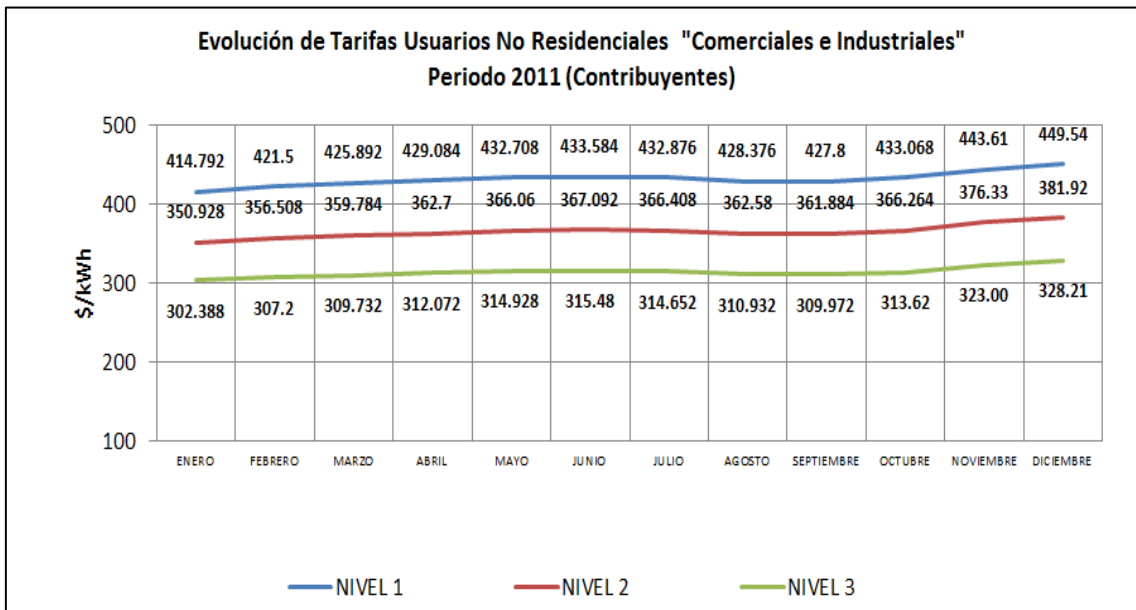
A continuación se muestra la evolución de las tarifas mes a mes por estrato y sector. Considerando los lineamientos de la resolución CREG 186 de 2010 (ver gráfico ejemplo) y se presenta la evolución de sus tarifas en el año, frente a las cinco empresas comercializadoras más grandes del mercado.

A continuación se evidencia el comportamiento tarifario durante el período 2011 para los usuarios Residenciales, como para los usuarios no Residenciales

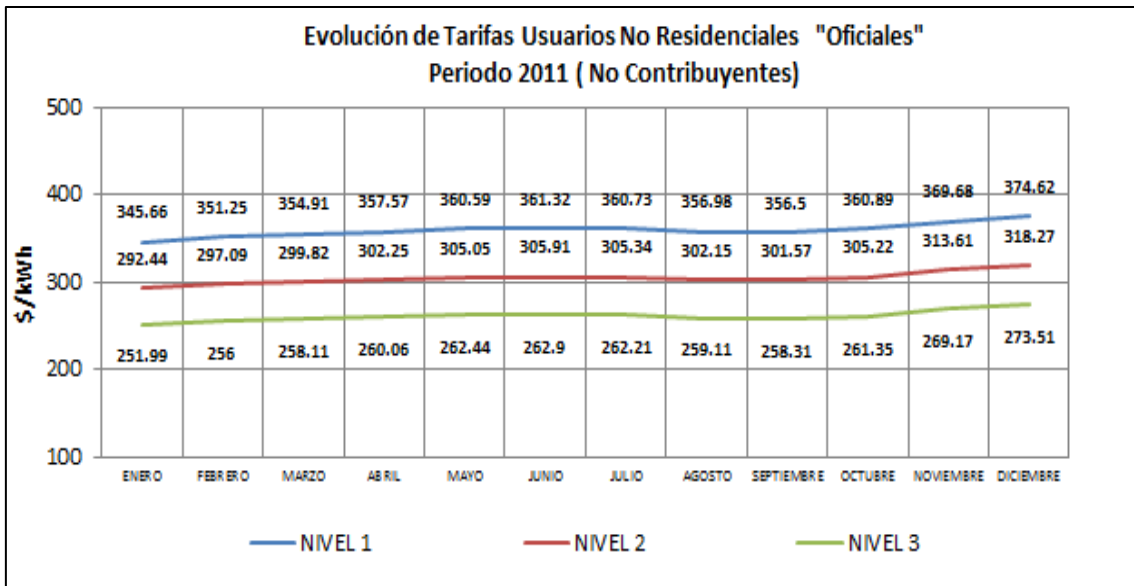
VG-F-004



Fuente: CENS S.A. E.S.P

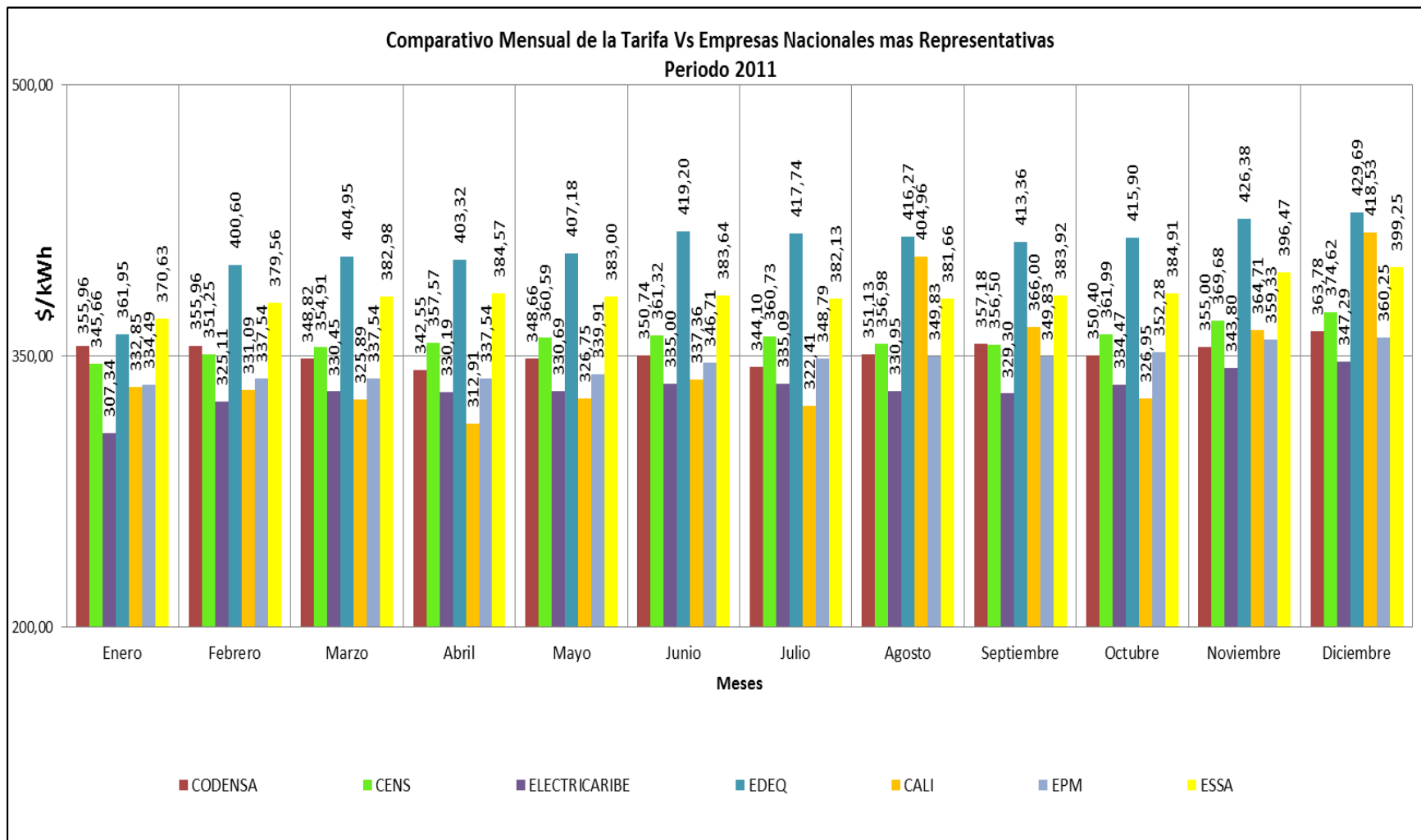


Fuente: CENS S.A. E.S.P



Fuente: CENS S.A. E.S.P





- **Regulación**

En cuanto a la parte regulatoria las principales situaciones sucedidas en el 2011 se detallan a continuación:

Los cambios regulatorios en su implementación fueron la actualización de Costos y Gastos de AOM

Resoluciones	Implementación
CREG 097 de 2008, Principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL; Capitulo 11 (Calidad del Servicio)	CENS S.A. E.S.P. termina con las adecuaciones exigidas por el cap 11 de la presente resolución, recopila y envía la documentación exigida por la CREG para la aprobación y entrada al Esquema de Calidad del Servicio. La CREG notifico mediante comunicación la entrada a partir de Julio de 2011
CREG-090 de 2011 (adoptar el Mercado Organizado Regulado MOR como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional)	Esta resolución aun se encuentra en proyecto de estudio
CREG 122 de 2011, regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía del impuesto creado por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público.	Se esta gestionando con los municipios la implementación de esta resolución ajustando los contratos actuales de facturación y recaudo del impuesto de A.P.
CREG 123 de 2011 (metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.	Se esta gestionando con los municipios la implementación de esta resolución ajustando los contratos actuales de AOM de la infraestructura de A.P.
CREG 156 de 2011 reglamento de comercialización de energía eléctrica	Se expidió en el 2011 pero se aplicaron a partir del 1 de Julio del 2012 bajo la modificación de la resolución por medio de la resolución CREG 009-2012.
CREG 157 de se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.	Se expidió en el 2011 pero se aplicaron a partir del 1 de Julio del 2012 bajo la modificación de la resolución por medio de la resolución CREG 009-2012.
CREG 158 de 2011 modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía	Se expidió en el 2011 pero se aplicaron a partir del 1 de Julio del 2012 bajo la modificación de la resolución por medio de la resolución CREG 009-2012.
CREG 159 de 2011, Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local.	Para dar implementación de esta resolución, se debe aprobar el Costo de Comercialización, y hasta el momento no se ha pronunciado normativa alguna.
CREG 172 de 2011, que establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los SDL y además establece las pérdidas a trasladar en la tarifa.	Se elaboro el Plan de reducción de pérdidas no técnicas y se envió a la CREG, para su verificación y aprobación.
CREG 173 de 2011, modifica la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados establecida en la Resolución CREG 119 de 2007,	Se realizaron las modificaciones a los porcentajes de pérdidas reconocidas en la tarifa de energía, iniciando su aplicación en enero de 2012.
CREG 174 de 2011, modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.	La implementación de esta resolución no se ha realizado, hasta cuando la CREG apruebe y entren en ejecución los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas de los Operadores de Red.

Fuente: CENS S.A. E.S.P

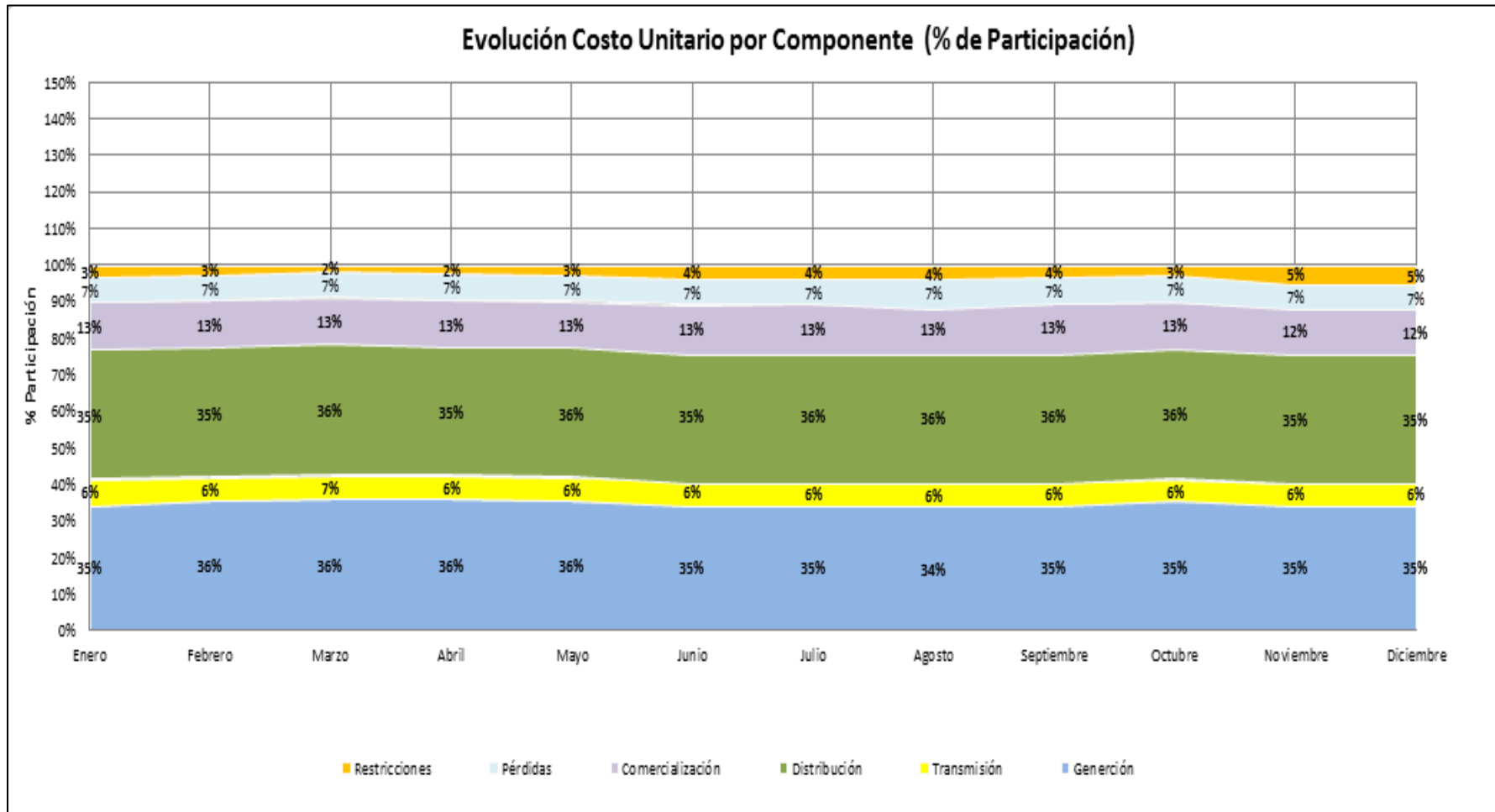
- **Costo Unitario**

A continuación se muestra el costo unitario de prestación del servicio por componente y el porcentaje de participación de cada una de las mismas en 2011

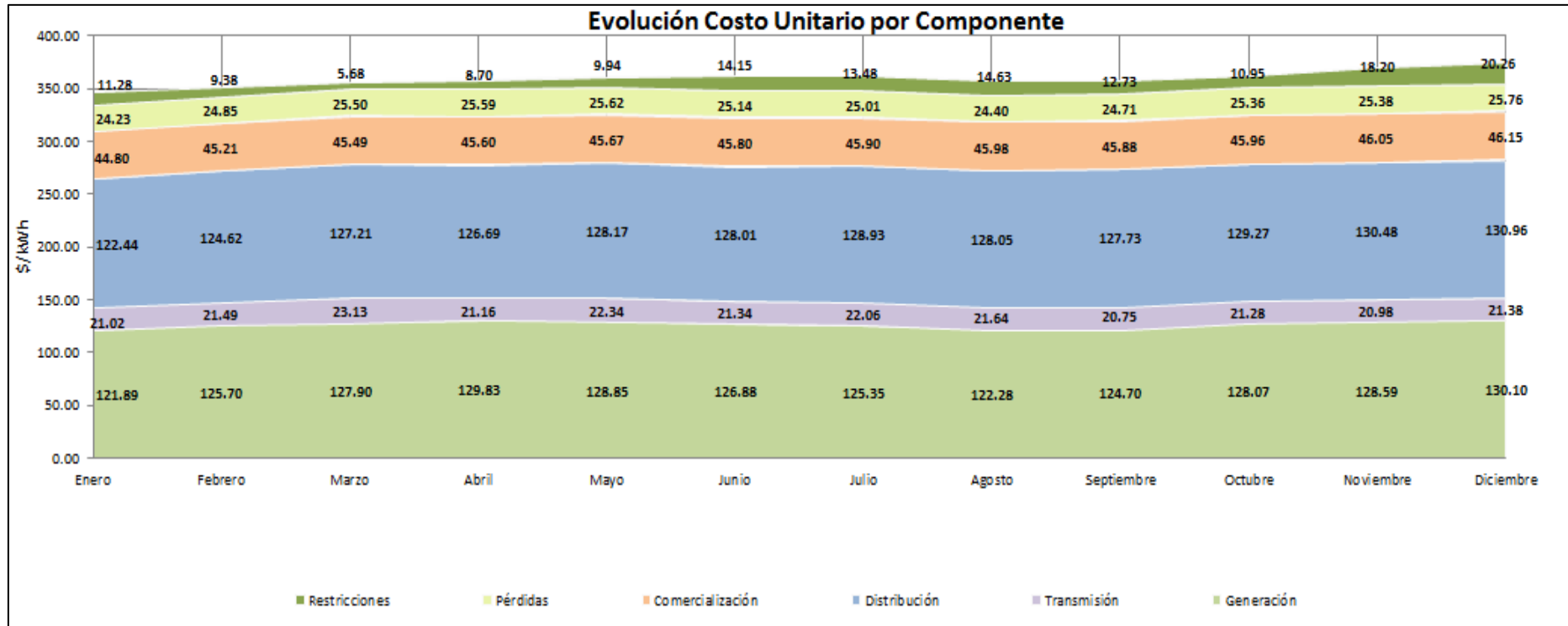
Evolución Costo Unitario por Componente							
PERIODO	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Pérdidas	Restricciones	Costo Unitario
Enero	121.89	21.02	122.44	44.80	24.23	11.28	345.66
Febrero	125.70	21.49	124.62	45.21	24.85	9.38	351.25
Marzo	127.90	23.13	127.21	45.49	25.50	5.68	354.91
Abril	129.83	21.16	126.69	45.60	25.59	8.70	357.57
Mayo	128.85	22.34	128.17	45.67	25.62	9.94	360.59
Junio	126.88	21.34	128.01	45.80	25.14	14.15	361.32
Julio	125.35	22.06	128.93	45.90	25.01	13.48	360.73
Agosto	122.28	21.64	128.05	45.98	24.40	14.63	356.98
Septiembre	124.70	20.75	127.73	45.88	24.71	12.73	356.50
Octubre	128.07	21.28	129.27	45.96	25.36	10.95	360.89
Noviembre	128.59	20.98	130.48	46.05	25.38	18.20	369.68
Diciembre	130.10	21.38	130.96	46.15	25.76	20.26	374.62

Evolución Costo Unitario por Componente (% de Participación)							
PERIODO	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Pérdidas	Restricciones	Costo Unitario
Enero	35%	6%	35%	13%	7%	3%	1.00
Febrero	36%	6%	35%	13%	7%	3%	1.00
Marzo	36%	7%	36%	13%	7%	2%	1.00
Abril	36%	6%	35%	13%	7%	2%	1.00
Mayo	36%	6%	36%	13%	7%	3%	1.00
Junio	35%	6%	35%	13%	7%	4%	1.00
Julio	35%	6%	36%	13%	7%	4%	1.00
Agosto	34%	6%	36%	13%	7%	4%	1.00
Septiembre	35%	6%	36%	13%	7%	4%	1.00
Octubre	35%	6%	36%	13%	7%	3%	1.00
Noviembre	35%	6%	35%	12%	7%	5%	1.00
Diciembre	35%	6%	35%	12%	7%	5%	1.00

Fuente: CENS S.A. E.S.P



Fuente CENS S.A. E.S.P



Fuente CENS S.A. E.S.P

- **Cubrimiento de la demanda**

Buscado garantizar el suministro de energía acorde con la demanda proyectada, la E.S.P., suscribió diversos contratos para el suministro de energía en el Largo plazo. Es así como la empresa, tiene cubrimiento de su demanda proyectada a través de estos contratos en un 92% para el 2011, 86% en el 2012, 80% en el 2013 y 35% en el 2014

Para atender la demanda comercial de CENS en el 2011, se realizaron compras de energía por **\$161,535** millones a un precio promedio de \$124.99/kWh. El precio Promedio del Mercado en contratos a largo plazo (Mc) se situó en \$132.05/kWh, y el de CENS a un precio promedio de compra en contratos a largo plazo (Pc) que se ubicó en \$127.88/kWh, beneficiando los usuarios regulados al transferirle en menor valor del cargo de generación.

A continuación se relaciona la cobertura de 2011 y siguientes respecto a la proyección de la demanda

<b>TOTAL COBERTURA MERCADO REGULADO Y NO REGULADO</b>			
<b>Periodo</b>	<b>Energía Contratada</b>	<b>Proyección Demanda</b>	<b>Nivel de Cobertura</b>
Año 2011	1.202.341.635,23	1.300.859.253	92,43%
Año 2012	1.155.211.591,69	1.331.423.902	86,77%
Año 2013	1.097.385.305,13	1.368.617.058	80,18%
Año 2014	497.115.954,46	1.408.846.456	35,29%

Fuente: CENS S.A E.S.P

- **Porcentaje de Energía Vendida en Bolsa**

La venta de energía en bolsa corresponde a la energía que sobra de los contratos de suministro realizados para suplir la demanda del mercado, por esta razón en casi toda la demanda horaria sobra energía para vender en bolsa, se presenta compra y venta de energía en bolsa de acuerdo con la curva de carga que se maneja en los contratos de suministro y la demanda real horaria que se presenta durante cada mes, es decir, en determinadas horas puede faltar energía que fue suplida con bolsa y en otras horas pudo sobrar energía que fue vendida en bolsa.

<b>MES</b>	<b>DEMANDA</b>	<b>V BOLSA</b>	<b>% VENTA</b>	<b>V BOLSA MM\$</b>
ene-11	103,2 GWh	0,5 GWh	0,5%	31,66
feb-11	96,8 GWh	0,1 GWh	0,1%	12,86
mar-11	102,3 GWh	2,1 GWh	2,0%	167,17
abr-11	101,5 GWh	1,6 GWh	1,6%	64,05
may-11	109,2 GWh	0,4 GWh	0,4%	15,86
jun-11	107,5 GWh	0,1 GWh	0,1%	3,78
jul-11	111,3 GWh	0,0 GWh	0,0%	1,61
ago-11	116,0 GWh	0,4 GWh	0,4%	37,96
sep-11	113,3 GWh	0,2 GWh	0,2%	20,05
oct-11	112,3 GWh	1,7 GWh	1,6%	90,20
nov-11	108,5 GWh	0,4 GWh	0,4%	19,52
dic-11	110,7 GWh	0,9 GWh	0,8%	44,72
<b>TOTAL 2011</b>	<b>1292,6 GWh</b>	<b>8,5 GWh</b>	<b>0,7%</b>	<b>509,44</b>
<b>TOTAL 2010</b>	<b>1292,2 GWh</b>	<b>6,8 GWh</b>	<b>0,5%</b>	<b>19,50</b>

Fuente: CENS SA ESP

- **Limitación De Suministro**

La regulación establece que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ordenará la aplicación de un procedimiento de limitación de suministro, ya sea de oficio, en caso de que un Agente no cumpla con las garantías de cubrimiento para las transacciones en el mercado de energía mayorista, en los montos y los plazos previstos; habiendo cumplido CENS S.A. E.S.P, de manera oportuna con los plazos y montos en la constitución de las garantías para cubrimiento de las transacciones en el MEM (Mercado de Energía Mayorista); o por Mandato, en caso de que un Agente presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, previa solicitud de limitación por parte de los agentes afectados; donde CENS S.A. E.S.P. cumplió con sus obligaciones en montos y plazos para los pagos por concepto de contratos bilaterales para compra de energía y cargos por conexión, por lo tanto la entidad no estuvo expuesta al riesgo de una limitación en el suministro de energía eléctrica.

Con base en lo anterior, Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. en el 2011 no presentó exposición al riesgo de *Limitación de Suministro* bajo el marco de lo regulado por las resoluciones CREG 116 de 1998, CREG 001 de 2003 modificadas por la Resolución CREG 039 de 2010, y la Resolución CREG 019 de 2006.

#### **5.6. Subsidios y contribuciones- FOES**

- Estado de las conciliaciones con el Ministerio de Minas y Energía - MME tanto en *Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos* - FSSRI como en Fondo de Energía Social – FOES.

De acuerdo a la conciliación realizada por el Ministerio de los trimestres 1 y 2 de 2011 CENS S.A. ESP, presenta un saldo a favor de \$13.212 millones

Como soporte del balance anterior se relacionan las comunicaciones donde consta la conciliación de los trimestres 1 y 2 de 2011.

- Rad N° 201100013391 del 19 de julio de 2011 ( Conciliación Primer trimestre)
- Rad N° 201100013940 del 27 de julio de 2011, ( Liquidación Segundo trimestre)
- Rad N° 201100032872, del Ministerios de Minas y Energía, con fecha del 16 de diciembre de 2011 donde se valida el segundo trimestre de 2012 y se realiza la consolidación a la fecha del déficit a favor de CENS S.A. ESP,

- **Subsidios Foes**

En comunicación del ministerio del 19 de diciembre de 2011, se valida el tercer trimestre de 2011, y adicionalmente se informan el resumen consolidado de los recursos girados por el Ministerio y de los valores aplicados por la empresa con corte al Tercer Trimestre de 2011. Dentro de la verificación se estableció una diferencia de \$54.363.712, la cual corresponde a subsidios FOES no aplicados a la fecha de la conciliación.

Como soporte de información anterior se tienen las comunicaciones

- Rad N° 201100033736 del 22 de diciembre de 2011 (Validación Tercer Trimestre de FOES -2011)
- Rad N° 201100020536 del 31 de octubre de 2011, (Conciliación Tercer Trimestres de 2011)

#### • Subsidios y contribuciones

CENS aplica las disposiciones normativas en materia de subsidios y contribuciones, de acuerdo a lo anterior Cens en el 2011 otorgó Subsidios a sus usuarios en estratos 1, 2 y 3 por valor de **\$31.344** millones, así mismo facturó contribuciones a los usuarios de estratos 5 y 6 y a los sectores industrial, comercial y provisional en cuantía de **\$9.675** millones, recibió giros de otros comercializadores por valor de **\$1.804** millones. De igual manera se recibieron giros de la Nación en cuantía de **\$32.140** millones, así las cosas, al cierre del ejercicio el valor pendiente de giro es de **\$17.230** millones, correspondiente básicamente al tercer trimestre, afectando entre otros factores el indicador de rotación de cuentas por cobrar general.

El balance de subsidios y contribuciones por la vigencia 2011, muestra el siguiente comportamiento:

SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES 2011							
MES	CENS (Balance)					SUPERÁVIT Y/O DÉFICIT	Trimes
	Subsidios Otorgados	Contribuciones Facturadas	Giros recibidos otros comercializadores	Aportes del Presupuesto General de la Nación	Aportes del FSSRI	( - ) a favor CENS	
Déficit acumulado a cierre 2010						25.775	4
Enero	4.997	1.503	480	0	0	28.789	1
Febrero	5.130	1.559	193	0	0	32.166	
Marzo	5.147	1.602	185	0	705	34.819	
Abril	5.326	1.634	560	0	-150	38.100	2
Mayo	5.285	1.673	185	22.448	0	19.079	
Junio	5.457	1.700	199	9.137	0	13.499	
Julio	5.457	1.750	186	551	0	16.468	3
Agosto	5.993	1.919	576	0	0	19.965	
Septiembre	5.847	1.979	609	0	0	23.223	
Octubre	6.129	2.013	213	2.870	0	24.254	4
Noviembre	5.683	1.910	218	14.284	0	13.524	
Diciembre	5.825	1.899	220	0	0	17.230	
<b>Total / Año</b>	<b>31.344</b>	<b>9.675</b>	<b>1.804</b>	<b>31.585</b>	<b>555</b>		

Fuente: CENS SA ESP

#### 5.7. Pérdidas

El indicador de pérdidas de energía del distribuidor se calcula a partir de la resolución CREG 072 del 2002 y se da aplicabilidad a la fórmula establecida (energía de entrada menos la energía de salida)/energía de entrada \* 100.

El comportamiento del indicador inicia en 12,59% para enero y termina en diciembre en 11,18% superando la meta prevista por CENS como meta para el año 2011 del 11,25%. Se puede apreciar que la curva es decreciente durante todo el año.

Cens se fijó como indicador de pérdidas del OR del distribuidor el 11,25% a diciembre de 2011. Es decir, se esperaba una reducción de 12 GWH. En diciembre de 2010 el indicador de pérdidas se fijó en 12,65% y a partir de Enero del presente año ha venido

VG-F-004



disminuyendo hasta el corte del mes de Diciembre con un indicador de 11,18%. Lo anterior se puede constatar debido a las actividades realizadas durante el año como revisión y normalización de instalaciones eléctricas, legalización de servicios, instalación de macromedición, que permite realizar un balance energético y a su vez se puede direccionar los recursos encaminados hacia la meta de manera eficiente.

Se aprecia un incremento del ingreso de energía al igual que las compras, por aumento en la demanda en los meses de Julio, Agosto y Septiembre. Finalmente existe un incremento de las compras en el mes de diciembre respecto a Enero de 7.453.244 KWH.

Las ventas de energía durante el lapso de 2011 se incrementaron en 4.985.631 KWH lo que implica un porcentaje del 5,58%.

El índice de pérdidas para el OR correspondiente al corrido del año 2011 fue del 11,18% y el índice de pérdidas del comercializador fue de 13,39%.

Indicador 2011 %	ene	feb	mar	abril	may	jun	jul-12	ago	sep	oct	nov	dic
Indicador de Pérdidas Operador de Red	12,59	12,51	12,32	12,21	12,45	12,42	12,66	12,39	12,17	11,36	11,23	11,18
Indicador de Pérdidas Comercializador	14,84	14,72	14,45	14,49	14,78	14,77	15,00	14,70	14,48	13,6	13,45	13,39

Fuente CENS S.A E.S.P

## 5.8. El nivel de satisfacción del usuario (NSU)- Premio CIER

- Nivel de satisfacción del usuario**

Cens en el 2011 contrató a la firma IPSOS – NAPOLEON FRANCO para que desarrollara una encuesta de satisfacción del usuario, esta encuesta fue aplicada en diciembre del 2011 con las siguientes características:

Metodología: El Índice de Satisfacción (IS) es un promedio de las calificaciones que los usuarios declaran, re escaladas a una escala de 1 a100 donde a cada una de las Calificaciones originales se les asigna un valor predeterminado.

Los valores para el re escalamiento se obtienen a través de una formula Ipsos la cual garantiza el mantenimiento de la estructura de la escala de 1 a 10

La escala trabajada con sus respectivos factores de re escalamiento es la siguiente

Totalmente Insatisfecho										Totalmente Satisfecho
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	11.1	22.2	33.3	44.4	55.5	66.6	77.7	88.8	100	

El IS está expresado en una escala del 0 al 100, donde los puntos extremos de la escala (1 y 10) son valorados con la mínima y máxima satisfacción (0 y 100).

**Parámetros De Comparacion:** Para el análisis de la información se utiliza un sistema de semáforo, el cual permite detectar la situación en que se encuentra cada uno de los

VG-F-004

procesos y atributos en la medición. Este análisis se realiza tomando como base el cálculo del **IS**

Para el presente estudio, se tomará como base los estándares del **GRUPO EPM**, los cuales permiten ser un referente de servicio



	Total	Cúcuta	Ocaña	Aguachica	Pamplona	Tibú
Muestra real	400	287	37	46	20	10
Muestra ponderada	400	302	34	37	22	5
esrel	4,9%	5,8%	16,2%	14,5%	22,3%	32,4%

### Análisis de la encuesta

**Encantamiento:** Partamos del modelo de encantamiento utilizado por IPSOS para la evaluación de satisfacción. Este modelo de encantamiento, se basa en la teoría de que el verdadero impacto que la satisfacción genera para el negocio, se da en los extremos de la escala; es por ello que manejaremos los grupos de Encantados y Desencantados



**Mapa De Acción:** Al cruzar el impacto calculado y el desempeño IS; se construye una matriz que determina la **ruta crítica de acción en términos de la situación actual** de los procesos o atributos

Impacto	<b>Aspectos de Mejoramiento Prioritarios:</b> Baja satisfacción en procesos de alto impacto	<b>Aspectos a Potenciar:</b> Alta satisfacción en procesos de alto impacto
	<b>Aspectos de Mejoramiento Secundarios:</b> Baja satisfacción en procesos de bajo impacto	<b>Aspectos a Mantener:</b> Alta satisfacción en procesos de bajo impacto

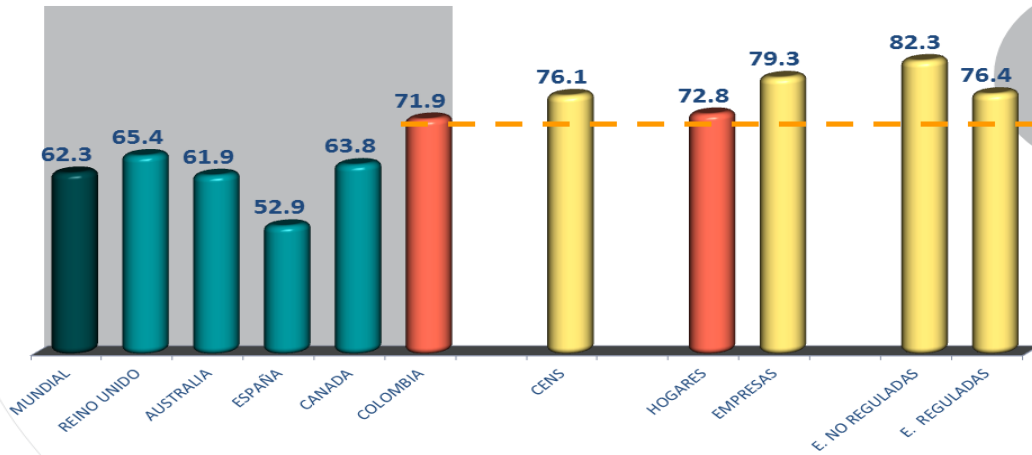
**IS (índice de Satisfacción)**

**Indicadores Consolidados De Cens**



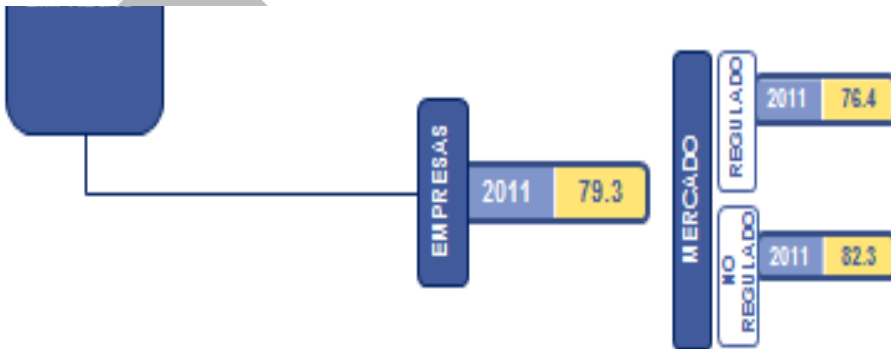
**INDICES DE SATISFACCION**  
 Servicios Públicos **BENCHMARK**

• INDICES LOYALTY 2011 MUNDIALES Vs INDICES 2011 CENS



Satisfacción GRUPO EPM 2011 – Consolidado de Indicadores

Ipsos Loyalty 9



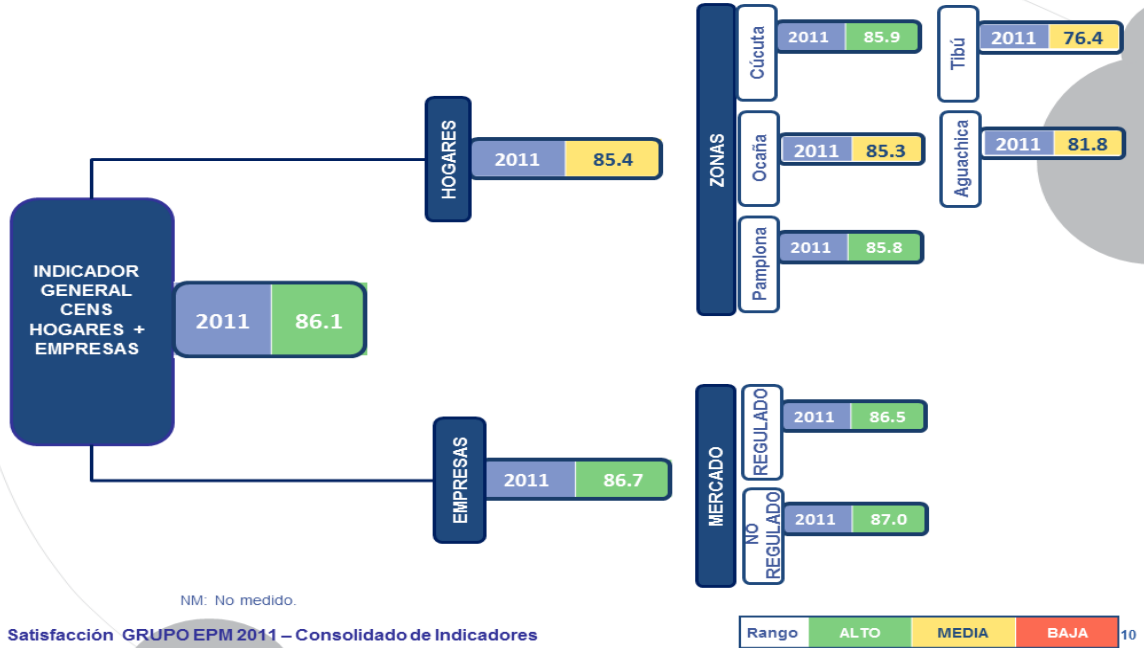
NM: No medida.

IF Consolidado Satisfacción CENS-2011



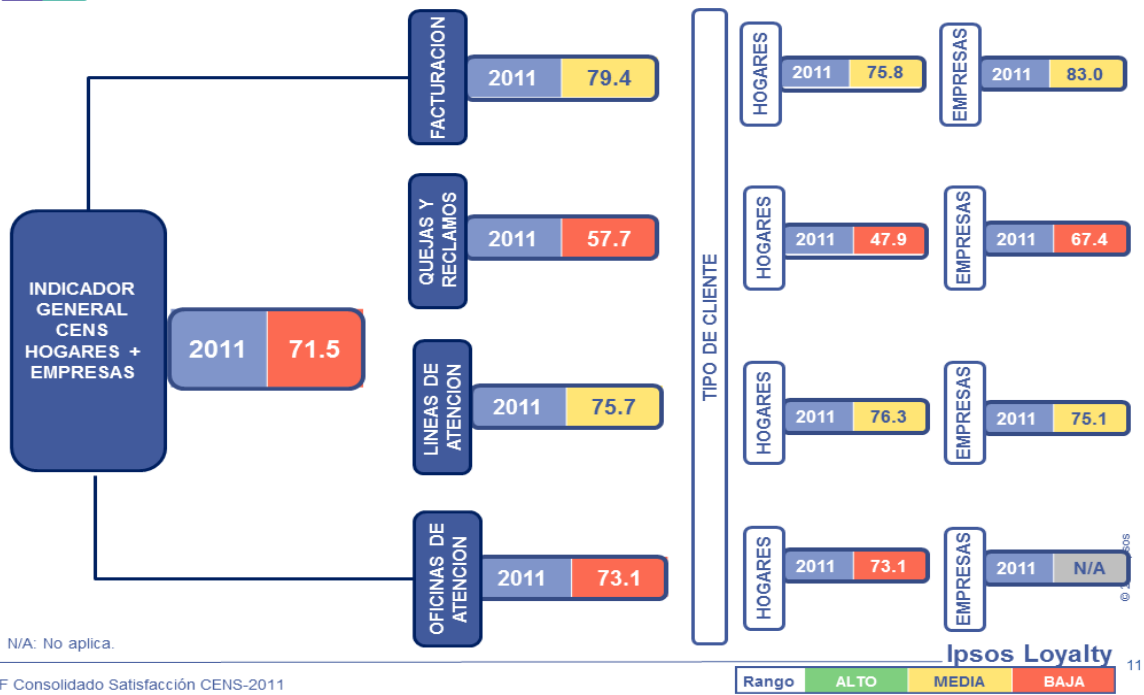


## Satisfacción General con el servicio de ENERGIA



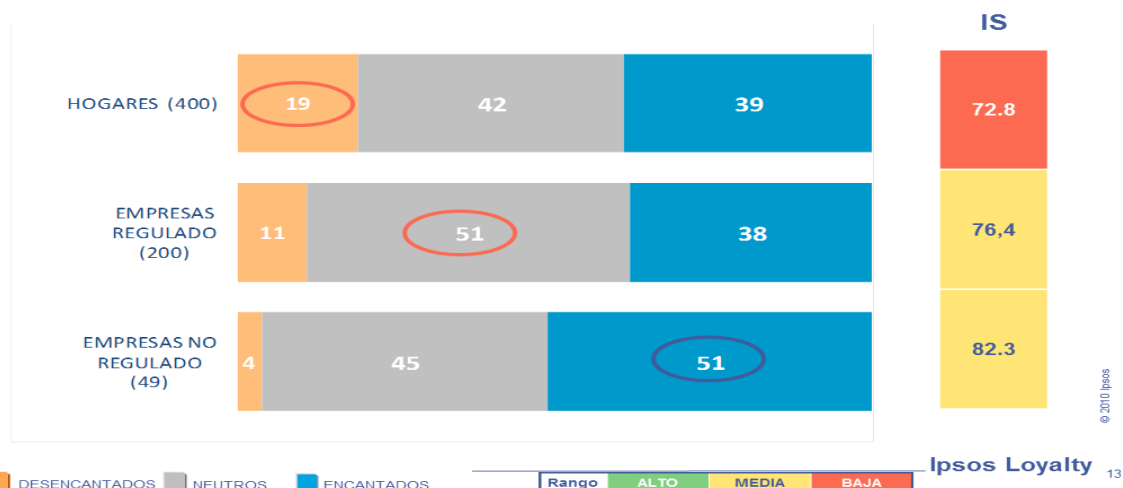
Ipsos - Napoleón Franco

## Satisfacción con el proceso servicio Servicios institucionales



## Segmentos y Procesos- Satisfacción y Encantamiento Hogares y Empresas

Existe un importante porcentaje de Neutros en la Satisfacción General de CENS, en especial en el segmento empresas Reguladas; destacándose el segmento de empresas NO reguladas donde más del 50% de sus clientes se encuentran en estado de encantamiento



## Resultados Generales de la Encuesta De Satisfacción

	HOGARES	EMPRESAS	SEGMENTO	
			Regulado	No Regulado
<b>Bases</b>		249	200	49
<b>Satisfacción General CENS</b>	72.8	79,3	76,4	82,3
Servicio de Energía	85.4	86,7	86,5	87,0
Ejecutivo/ Asesor de Cuenta	NA	80,9	NA	80,9
Facturación y Facilidades de Pago	75.8	83,0	81,3	84,7
Reclamaciones y Quejas	47.9	67,4	57,2	77,7
Portafolio CENS	NA	93,5	NA	93,5
Oficinas de Atención	73.1	NA	NA	NA
Líneas de Atención	76.3	75,1	71,5	78,7
Portal WEB	NA	78,2	NA	78,2

NA: No Aplica para el Segmento

IF Consolidado Satisfacción CENS-2011

**Rango** ■ ALTO ■ MEDIA ■ BAJA

Ipsos Loyalty 1

## Puntos de Atención



- **Premio CIER**

En 2011 se obtuvo el primer lugar en la Encuesta Regional de Satisfacción del Cliente Residencial - ERSC de la CIER, Premio CIER ORO para empresas con menos de 500,000 clientes. Esta distinción otorgada por la Comisión de Integración Eléctrica Regional, el ente más importante del Sector Eléctrico en América, ubica a CENS como la Empresa de Colombia y Latinoamérica, con mejor satisfacción de sus clientes por el servicio recibido. Este resultado es el reconocimiento de mayor trascendencia que ha obtenido la organización en su historia, es un motivo de orgullo que evidencia el compromiso de los diferentes equipos de trabajo, el mejoramiento continuo de nuestros procesos y refuerza nuestra orientación al cliente y al servicio.

De acuerdo con el plan de negocios establecido por EPM para CENS, en el año 2011 CENS remodelo y/o abrió 14 nuevas oficinas de atención al clientes, ubicadas en los municipios de: Chinácota, Bochalema, Durania, Pamplonita, Cacota, Labateca, Silos, Mutiscua, El Zulia, Sardinata, Bucarasica, Santiago, San Cayetano y Campo Dos. Con el mejoramiento ó la apertura de estas nuevas instalaciones, buscamos la comodidad del cliente, la disminución de sus costos por desplazamientos y una mayor disponibilidad de contacto con la empresa. Además los mejoramientos tecnológicos y operativos realizados reducirán los tiempos de respuesta de cualquier solicitud.

La reestructuración de la atención del cliente en CENS, generó la necesidad de implementar una herramienta integral de gestión, administración y control de la atención de sus clientes en el departamento. Para esto CENS puso en operación de un digiturno centralizado, que permite la integración y monitoreo de los puntos de atención ubicados en Cúcuta y su área metropolitana, así como de las Regionales Ocaña, Pamplona, Aguachica, Tibú. Además la información estadística del digiturno adquirido, facilitará la toma de decisiones en la optimización del recurso de atención y la satisfacción del cliente.

Cens teniendo en cuenta que el Servicio al Cliente debe ser utilizado como un método eficaz para la retención y fidelización de los usuarios, busca garantizar entre otros

aspectos; condiciones e infraestructura adecuadas de manera que la prestación del servicio se dé en condiciones óptimas.

Cens disponen de todos aquellos instrumentos e infraestructura necesaria para el desempeño de los funcionarios y de esta poder brindarles a los usuarios un buen servicio. Así mismo, dispone de oficinas cómodas y con una imagen corporativa que busca entre otros factores el reconocimiento y recordación entre los clientes.

El Sistema de Información Comercial, es el **CIMA** (Cambio Integral para Mejoramiento Atención al Cliente): Sistema Comercial integrado que administra, soporta y registra las actividades generadas de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Los sistemas utilizados en el área de atención clientes son

- CIMA: Sistema de información que contiene la base de datos de los clientes
- MERCURIO: Sistema de correspondencia que se utiliza para las peticiones escritas
- Symposium: Se utiliza para la recepción de Llamadas
- TCS: Sistema de registro de evento de daños
- Power File: Archivo digital de clientes
- One World: Elaboración de cuentas para los usuarios.

## **5.9. Atención al cliente.**

### **• Número de puntos de atención**

En diciembre de 2010 se contaba con una estructura anterior que manejaba sucursales y agencias con un total de 36 oficinas o puntos de atención, para diciembre de 2011 se está en implantación de los procesos comerciales y se logró la apertura de 14 localidades de las cuales 4 eran antiguas agencias y 10 nuevas oficinas, es de aclarar que una vez iniciada la implantación comercial las agencias empiezan a desaparecer lo que dificulta el dato oficial de oficinas a diciembre de 2011 ya que es una mezcla entre antigua y nueva estructura. Si se toma la nueva estructura se tendrían 25 oficinas para diciembre de 2011 y quedando planeada la apertura de otras 25 para el 2012.

### **• Puntos de recaudo**

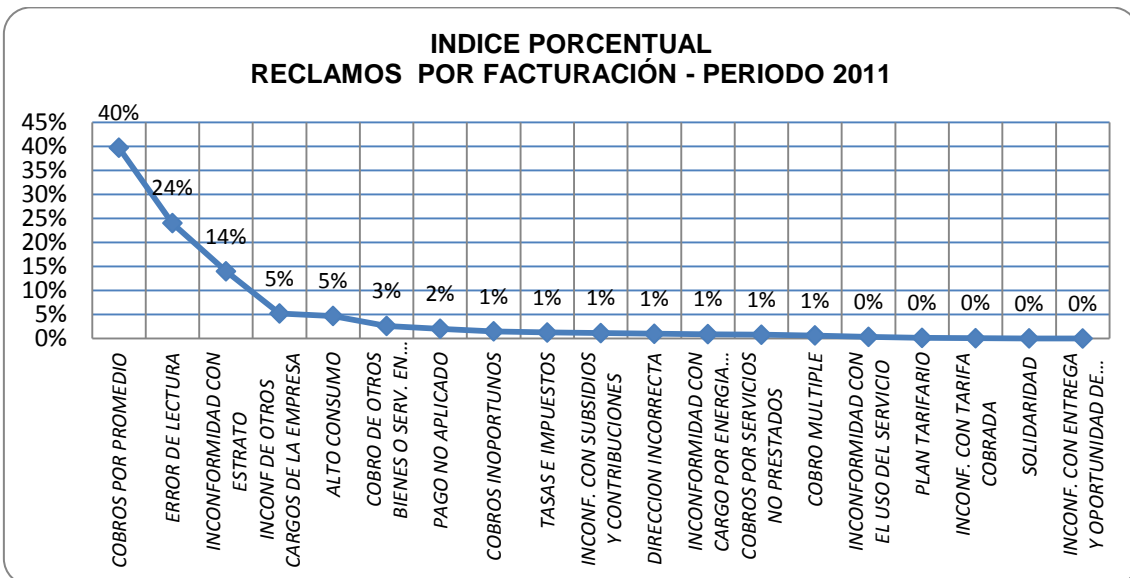
En referencia al número de puntos de recaudo con la información suministrada por Operaciones Financieras, actualmente se encuentra por primera vez en el proceso del levantamiento del inventario de los puntos de pago; trabajo que no se ha terminado en su totalidad; por lo tanto el dato de 814 puntos es un dato preliminar en razón a que manejan gran cantidad de correspondencias no bancarios.

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

A continuación se detallan las causales por las cuales el usuario se presentó en la empresa durante el período de 2011

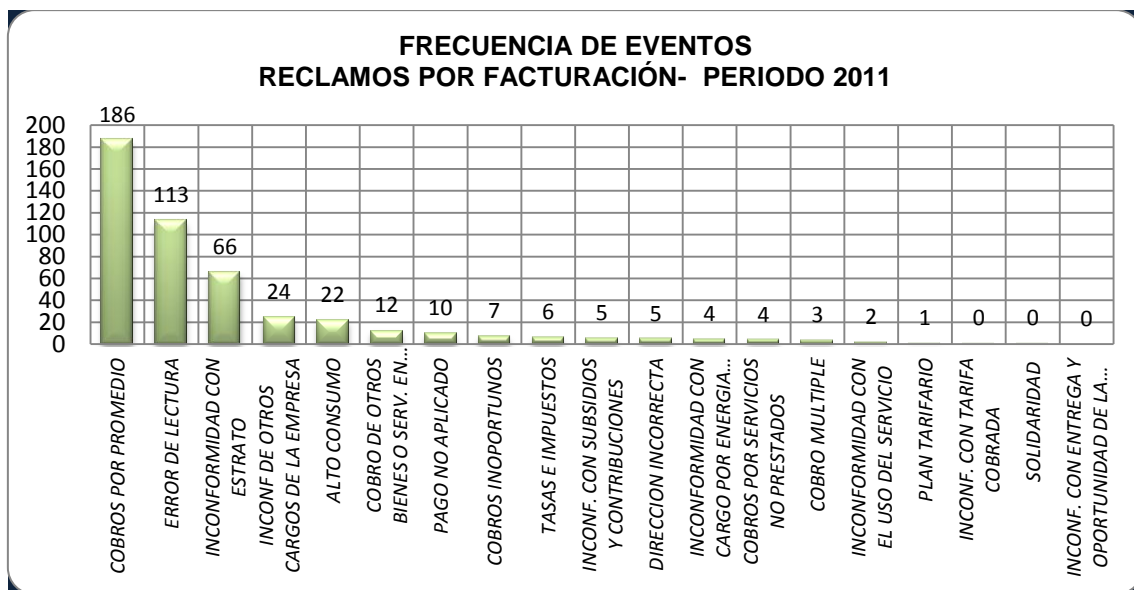
## RECLAMOS FAVORABLES

Concepto	SUBTOTAL	FRECUENCIA	INDICE
COBROS POR PROMEDIO	2235	186	40%
ERROR DE LECTURA	1352	113	24%
INCONFORMIDAD CON ESTRATO	787	66	14%
INCONF DE OTROS CARGOS DE LA EMPRESA	293	24	5%
ALTO CONSUMO	264	22	5%
COBRO DE OTROS BIENES O SERV. EN FACTURA	147	12	3%
PAGO NO APLICADO	114	10	2%
COBROS INOPORTUNOS	84	7	1%
TASAS E IMPUESTOS	70	6	1%
INCONF. CON SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	63	5	1%
DIRECCION INCORRECTA	55	5	1%
INCONFORMIDAD CON CARGO POR ENERGIA RECUPERADA	51	4	1%
COBROS POR SERVICIOS NO PRESTADOS	44	4	1%
COBRO MULTIPLE	36	3	1%
INCONFORMIDAD CON EL USO DEL SERVICIO	19	2	0%
PLAN TARIFARIO	7	1	0%
INCONF. CON TARIFA COBRADA	3	0	0%
SOLIDARIDAD	1	0	0%
INCONF. CON ENTREGA Y OPORTUNIDAD DE LA FACTURA	0	0	0%
<b>TOTAL</b>	<b>5625</b>		<b>100%</b>



Fuente: CENS S.A. E.S.P





Fuente: CENS S.A. E.S.P.

### **Análisis específico a la causal más frecuente y análisis a la correcta aplicación de la causal”**

Para el período de 2011 se observa que la causal más significativa por el concepto de reclamos son los COBROS POR PROMEDIO con un 40%.

Este concepto se genera por las siguientes situaciones presentadas en terreno al momento de la toma de lectura:

- Medidores dentro de las fachadas de las viviendas o con obstáculos que impidieron su toma de lectura.
- Viviendas que en el acceso al medidor no se pudo ingresar por motivo de animales peligrosos o de orden público.
- Medidores que presentan daños físicos en el momento de la toma de la lectura, tales como tapas acrílicas opacas, Numeradores Trocados, Medidores que visualmente se puede apreciar el mal funcionamiento, entre otros eventos.
- Cambio de Medidores que no fueron ingresados al sistema y quedaron por fuera del ciclo de facturación.

Estas dificultades son analizadas por el equipo de Facturación en el momento de realizar la tarea de la crítica de la lectura, una vez detectada la incoherencia se tiende a promediar al usuario y generar una revisión para sincerar la lectura o para verificar el estado del medidor según observaciones traídas por el lector en terreno.

Los errores de lectura se pueden convertir en un promedio, si la investigación o toma de lectura en terreno no es posible, en esos casos se factura por promedio. Lo que permite evidenciar que estos conceptos interactúan y que las acciones deben ser dirigidas a mejorar en estos dos conceptos.

**Seguimiento a la correcta aplicación:** Para la correcta aplicación el equipo de Atención Cliente mensualmente envía al equipo de Facturación el listado por motivo de las reclamaciones que se generaron dentro de ese período.

Para el análisis, el equipo de Facturación realizó el muestreo aleatorio de todos estos motivos e identificó que el 1% de las aplicaciones fueron incoherentes con el motivo de reclamo asociado.

**Actividades desarrolladas para disminuir los reclamos por cobros por promedio.**

- Para el caso de medidores dentro de las fachadas, se procedió a enviar comunicaciones al usuario solicitándole el traslado del medidor a la fachada.
- Seguimiento mes a mes, de las actividades operativas de la toma de lectura por parte del equipo de Facturación.

Actividades desarrolladas para disminuir los reclamos de la facturación

- Seguimiento mes a mes, de la estadística enviada por atención cliente por los diferentes motivos de reclamación generados dentro del proceso de facturación.
- Socialización referente a la aplicación de los motivos de reclamación y la estadística mensual, entre los equipos de Atención Clientes y Facturación.
- Socialización de las Resoluciones de la Superintendencia por fallos de desviaciones significativas que en algunos casos han sido originados por consumos promedios

**6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN**

A continuación se presentan los indicadores calculados y presentados por la ARGR al cierre de la vigencia 2012

• **Indicadores y referentes de la evaluación de la gestión**

<b>INDICADORES Y REFERENTES DE LA EVALUACIÓN DE GESTIÓN- Resolución 072 de 2002, modificada por la Resolución 034 de 2004.</b>				
<b>Indicador</b>	<b>Unidad</b>	<b>Resultado 2011</b>	<b>Referente Res</b>	<b>Cumple Ref</b>
Rotacion Cuentas Por Cobrar	Días	74	53	No
Rotacion Cuentas Por Pagar	Días	46	37	No
Razon Corriente	Veces	2	1	Si
Margen Operacional	%	17%	27	No
Cubrimiento De Gastos Financieros	Veces	12	6	Si

**Concepto General de la Evaluación De Gestión AEGR 2011**

La SSPD tiene definidos cinco (5) indicadores de gestión aplicables a la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., los cuales corresponden a aquellos de tipo financiero definidos para las empresas Distribuidoras y Comercializadoras (DC) de acuerdo con la Resolución 072 de 2002, modificada por la Resolución 034 de 2004.

Una vez realizado el análisis de forma individual a cada uno de los indicadores financieros, observamos que de acuerdo a los referentes establecidos para la vigencia 2011, CENS cumple con dos de los cinco indicadores, no obstante, los resultados obtenidos en ellos son satisfactorios y acordes a la situación financiera actual de la E.S.P.

Los indicadores que no cumplen con el referente establecido son: “rotación de cuentas por cobrar”, “rotación de cuentas por pagar” y el margen operacional. Ahora bien, el hecho de que no se cumpla con el referente establecido no significa que la gestión de CENS no sea la adecuada, dado que como en el caso de las cuentas por pagar el resultado de 46 días obedece principalmente a los plazos que se manejan para la compra de energía los cuales en su mayoría son a 60 días después del suministro de la energía, para el caso de los demás proveedores la política de pago es a 30 días fecha de factura.

El resultado de la rotación de cuentas por cobrar también se encuentra impactado por los estimados de energía que corresponde más a un proceso de causación del ingreso por comercialización al usuario final el cual aún no ha sido facturado, y por ende se encuentra como cartera sin vencer, además de los valores por cobrar al FSSRI por subsidios que fueron asignados a los usuarios finales de energía de los estratos 1, 2 y 3 y que todavía no han sido cancelados de no tenerse cuentas por cobrar por subsidios la rotación de la cartera disminuiría en 15 días, es decir, se alcanzarían los 59 días, casi cumpliendo con el referente.

Es el flujo de caja generado por CENS, el que debe producir los recursos para operar la empresa, para reponer los activos, para pagar la deuda y para distribuir utilidades a sus propietarios. Una eficiente generación de recursos garantiza la solvencia de la empresa para poder asumir los compromisos actuales y proyectar futuras inversiones sin necesidad de recurrir a financiamiento de los propietarios o de terceros, situación que viene siendo aplicada por la entidad y que se puede ver comparativamente con los períodos anteriores.

El margen operacional de CENS no cumple con el referente, no obstante, el resultado obtenido de 17,41% le permite generar las utilidades necesarias para el cumplimiento de sus obligaciones y a su vez ofrecerle un retorno para los accionistas por la inversión realizada. Es importante indicar, que el resultado del margen operacional se encuentra impactado por el aumento en los costos por restricciones, producto de la indisponibilidad del servicio por atentados contra la infraestructura línea Porce III - Cerromatoso, los costos de personal por el nuevo personal contratado considerando la nueva planta aprobada en Junta Directiva, además del incremento en el costo de compra de energía dado que la tarifa promedio de compra se ubicó en \$125.29/kWh superior en \$8.46/kWh respecto al año anterior, este incremento es inducido principalmente por el crecimiento del IPP en 5.20 % y la renovación de los contratos de suministro de energía en el 2011, para los (1,202 GWh) adquiridos a través de contratos a largo plazo

Considerando lo anteriormente expuesto, además de acuerdo al análisis realizado por esta auditoría en cuanto a la viabilidad financiera de CENS S.A. E.S.P., donde también se mide la gestión del prestador en cuanto a los resultados obtenidos, podemos concluir que los mismos son satisfactorios para la E.S.P., dado que con el desarrollo de las actividades inmersas en el objeto social de la entidad se pueden generar los recursos suficientes para sufragar las obligaciones contraídas por el negocio y además

VG-F-004

realizar inversiones que permitan el fortalecimiento de la empresa en el Departamento y los demás municipios donde presta sus servicios, sin verse en la necesidad de buscar endeudamiento externo que le ocasionen gastos financieros, generando a su vez un retorno adecuado para los accionistas, acordes con la rentabilidad del negocio.

- **Indicadores de nivel de Riesgo**

<b>INDICADORES DE NIVEL DE RIESGO</b>		
<b>Indicador</b>	<b>Unidad</b>	<b>Resultado 2011</b>
Periodo Pasivo Largo Plazo	Años	3,5
Rentabilidad del Activo	%	6%
Rentabilidad del Patrimonio	%	7%
Rotación Activos Fijos	Veces	2
Capital de Trabajo / Activos	%	3
Servicio de la deuda/ Patrimonio	%	7%
Flujo de Caja / Servicio Deuda	%	139%
Flujo de Caja / Activos	%	7
Ciclo Operacional	Días	29
Patrimonio / Activos	%	73
Pasivo cte /Pasivo total	%	25
Activo Cte/ Activo total	%	12

### **Concepto General Nivel De Riesgo AEGR 2011**

El cálculo de los indicadores clasificación por nivel de riesgo se realizó con base en la información del balance reportada y certificada por la Empresa a través del SUI, y es acorde con lo certificado por el Representante Legal y el Contador y dictaminado por el Revisor Fiscal de la Compañía.

De acuerdo a lo indicado en el numeral 5.1.2 de la Resolución No SSPD-20061300012295 del 18 de abril de 2006, el nivel de riesgo de la Compañía es bajo **(A)**.

Una vez analizados los indicadores podemos determinar que CENS es una empresa financiera y económicamente viable a mediano y largo plazo, su razón corriente, su margen operacional, el cubrimiento de sus gastos financieros, su capital de trabajo, la rentabilidad de sus activos, su flujo de caja son soportes de medición que nos sirven de base para evaluar el comportamiento de la empresa tanto financiera y administrativamente.

El nivel de riesgo es bajo, ya que los indicadores financieros reflejan un alto nivel de liquidez y un adecuado endeudamiento menor al 30%, la empresa alcanza a cubrir sus obligaciones y a generar utilidades para sus accionistas. Estas condiciones hacen que la Empresa sea viable financieramente y la probabilidad que se generen problemas o dificultades para cubrir sus obligaciones y prestar los servicios eficientemente es muy baja, dada la solidez que han demostrado sus áreas: Financiera, Técnica, Comercial y Administrativa.

CENS mantiene una conservadora política de endeudamiento que la ha llevado a mostrar indicadores crediticios sólidos a través del tiempo. En el último año y de acuerdo con los lineamientos del grupo EPM de optimizar la estructura de capital de sus compañías, CENS tomó deuda por \$50.000 millones

CENS había financiado sus inversiones y necesidades de capital de trabajo con los flujos propios del negocio, manteniendo al mínimo sus niveles de endeudamiento. Sin embargo, de acuerdo con la estrategia del Grupo y con el fin de optimizar su estructura de balance, la compañía decidió incorporar a sus fuentes de financiamiento recursos de deuda.

En conclusión y con base en los resultados de, los indicadores de nivel de riesgo, más los demás aspectos analizados en nuestro informe, no observamos situaciones que nos indicaran riesgos que puedan poner en peligro la viabilidad y sostenibilidad de las Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.E.S.P.

- **Indicadores Técnicos y Administrativos**

<b>INDICADORES TECNICO-ADMINISTRATIVOS</b>				
<b>Resolución 072 de 2002, modificada por la Resolución 034 de 2004</b>				
<b>Indicador</b>	<b>Unidad</b>	<b>Resultado</b>	<b>Referente</b>	<b>Cumple Ref</b>
Suscriptores sin Medición	%	0%	5%	Si
Atención solicitudes de conexión	%	0%	0%	Si
Reclamos Facturación (10.000)	Unidad	9	100	Si
Atención Reclamos Servicio	%	0%	0%	Si

Tal como se observa los indicadores técnicos administrativos se presentan al cierre de 2011 favorables.

Una vez analizados los indicadores de gestión técnicos y administrativos, los mismos cumplen en su totalidad, gracias a las políticas de atención al cliente que maneja CENS, reflejada en el reconocimiento obtenido al ocupar el primer lugar en la Encuesta Regional de Satisfacción del Cliente Residencial - ERSC de la CIER, Premio CIER ORO para empresas con menos de 500,000 clientes. Esta distinción otorgada por la Comisión de Integración Eléctrica Regional, el ente más importante del Sector Eléctrico en América, ubica a CENS como la Empresa de Colombia y Latinoamérica, con mejor satisfacción de sus clientes por el servicio recibido.

## **7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI**

### **Concepto calidad de la información reportada al SUI ARGR 2011**

Las cifras fuente para la elaboración de los indicadores reportados en el informe anual de la AGYR 2011 fueron tomadas del reporte del Plan de Cuentas cargado por **CENS** al SUI en febrero 13 de 2012, evaluando el comportamiento respecto a tendencias positivas, estabilidad en el indicador o decremento en el mismo, e informando los motivos de dichos resultados.

No obstante lo anterior, es relevante indicar que **CENS S.A. E.S.P.**, después de haber realizado la trasmisión de estados contables al SUI, efectuó modificaciones en su información financiera, afectando los valores registrados en el pasivo total y el valor del impuesto de renta, encontrándose a la echa de la opinión de la AEGR en proceso de aprobación de dichos cambios por parte de la Junta Directiva, posterior a dicha reunión adelantará las gestiones necesarias ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con el fin de modificar la información contenida en el Plan de Contabilidad período 2011.

La información que fue reportada inicialmente, correspondía a la que había sido certificada por el Representante Legal y el Contador de la S.A. E.S.P. y dictaminada por la Revisora Fiscal **Luz Angela Garza Vega** en representación de la firma Price Waterhouse Coopers.

Posteriormente la entidad carga al SUI la modificación del Plan de contabilidad del periodo 2011 A-1, según consta en el certificado SUI ac10008730da2eea de fecha junio 15 de 2012.

## 8. CONCLUSIONES

Norte de Santander en 2011 fue uno de los departamentos más afectados por la pasada ola invernal conocida como el fenómeno de La Niña, durante aproximadamente nueve (9) meses, causando desastres naturales en el departamento y Sur del Cesar, ocasionando tragedias como la ocurrida en el Municipio de Gramalote. Sumado a esto, la lenta reactivación del comercio con el mercado venezolano llevó al Gobierno Nacional a la declaración de la emergencia social y económica.

Además el Departamento vio su economía seriamente afectada con la caída en la cotización del bolívar, lo que explicaría la disminución del consumo por parte de los Venezolanos en la región, así como el desempleo que ascendió al 15.4%; lo cual no refleja un escenario favorable que propicie la recuperación de la dinámica fronteriza, teniendo en cuenta que Venezuela es el principal socio comercial del Departamento.

Las circunstancias descritas anteriormente impactaron negativamente el crecimiento de la demanda y las ventas de energía, que comparativamente con el 2010 fueron inferiores en \$30.939 millones, mientras que los costos de mantenimiento se incrementaron \$3.755 millones.

En 2011 Cens adoptó el Modelo de Trabajo del Grupo Empresarial – MTG, y se ajustó el Plan de Negocios y unificaron las mejores prácticas empresariales, optimizando los resultados para lograr el cumplimiento de la Meta Grande y Ambiciosa – MEGA, en 2011, por un monto de US\$215 millones superior al 44% de la meta proyectada para el 2015.

Las inversiones realizadas en el periodo alcanzaron la suma de \$44.936 millones y fueron orientadas principalmente al desarrollo de proyectos de expansión para atender nuevos clientes, crecimiento de la demanda, mejora de la calidad del servicio y control de pérdidas de energía.

Los ingresos operacionales ascendieron a **\$416,793** millones, 2.4% superiores al 2010 y los costos de la prestación del servicio fueron de **\$310.600** millones, con un incremento de 11% afectados particularmente por las restricciones y los costos de mantenimiento. La utilidad neta de la compañía fue de **\$21.062** millones, registrando una reducción con respecto al año anterior del 39%, explicado principalmente por un ajuste de la facturación de **\$12.800** millones realizado en 2010 y las consecuencias del fenómeno de La Niña; no obstante la empresa mantiene su solidez financiera y el crecimiento de sus inversiones, **generando un EBITDA de \$72.560** millones, equivalente a un margen sobre ingresos del 18.75%.

Es importante resaltar que se logra en el 2011, superar la meta establecida para el indicador de pérdidas de energía, al situarse el Índice de Pérdidas del Distribuidor en 11.18% y el Comercial en 13.39%; producto de las acciones de normalización y legalización de usuarios, al igual que las inversiones en remodelación de redes e instalación de macro medidores en los transformadores de distribución.

La Junta Directiva aprobó el ajuste a la estructura administrativa con una planta de personal de 530 trabajadores, modificando el modelo de procesos para ajustarlo al modelo estandarizado de trabajo de grupo.

Según la Calificadora de Riesgos Fitch Ratings Colombia SA, la Empresa mejoró la calificación de la deuda Nacional de largo plazo de AA+ a AAA y mantuvo la calificación de la deuda de corto plazo en F1+, reflejando mayor integración operativa y técnica con EPM.

La Asamblea de accionistas de Cens en reunión ordinaria aprobó la escisión de CENS para la creación de la nueva entidad "CENS Inversiones S.A". La Operación optimiza la estructura financiera de la empresa, disminuyendo el costo promedio ponderado de capital, mejora la generación de valor, diversifica el riesgo, divide la actividad empresarial, delimita y especializa las funciones, separando el negocio operativo del negocio inversionista.

Con base en lo anterior, se adelantaron los trámites de autorización de la operación ante la Supersociedades, organismo de Inspección, Vigilancia y Control, en cumplimiento de los requisitos legales que impone la Ley 222 de 1995, el Código de Comercio y la Circular 007-2008, garantizando de este modo la observancia irrestricta de las normas y el respeto de los derechos de los accionistas minoritarios, de acreedores y de terceros en general