

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES CEDENAR SA ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, Septiembre de 2014**

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. ESP.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO SA ESP, **CEDENAR S.A. ESP.**, se constituyó en el año 1955 para desarrollar las actividades de, **generación comercialización y distribución de Energía Eléctrica tanto en el sistema interconectado como en las zonas no interconectadas**, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 91.671 millones, tiene su sede principal en la ciudad de pasto. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Octubre 01 de 2014.

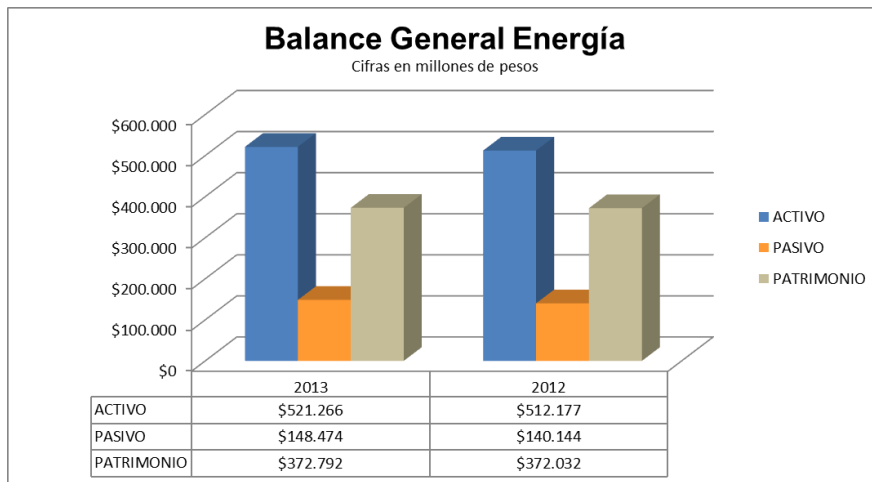
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima
Razón social	Centrales Eléctricas De Nariño SA ESP.
Sigla	CEDENAR S.A. ESP.
Nombre del gerente	Raúl Ortiz Muñoz
Actividad desarrollada	Generación, Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1955
Mercado que atiende	Departamento de Nariño

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$521.266.223.852	\$512.176.501.158	1,77%
Activo Corriente	\$106.187.806.967	\$112.377.811.613	-5,51%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$113.051.489.510	\$99.472.753.038	13,65%
Inversiones	\$25.224.600.658	\$29.933.640.262	-15,73%
Pasivo	\$148.474.021.677	\$140.144.434.251	5,94%
Pasivo Corriente	\$52.623.279.966	\$46.530.078.536	13,10%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$372.792.202.175	\$372.032.066.907	0,20%
Capital Suscrito y Pagado	\$91.671.179.910	\$91.671.179.910	

Fuente: SUI cifras en Pesos

En el año 2013, los activos de la Empresa ascendieron a \$521.266 millones, presentando un incremento de 1,77% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Esta cuenta pasó de \$29.934 millones en diciembre 2012 a \$25.225 millones a diciembre de 2013, como consecuencia del menor valor de inversiones de administración de liquidez renta fija por \$4.710 millones.

Deudores: A diciembre de 2013 esta cuenta se posiciono en \$71.427 millones disminuyendo en \$9.023 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro, el 47% corresponde a cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión y el 26% corresponde a anticipos entregados (Anticipo para adquisición de bienes y servicios, Anticipos para proyectos de inversión).

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2013 del 21,69% se posiciona en \$113.051 millones, presentando un aumento del 13,65% con relación al año anterior. Sobresalen con el 57,25 y el 26%, respectivamente, la cuentas de redes, líneas y cables con \$64.717 millones, y las plantas, ductos y túneles con \$29,392 millones, los anteriores valores incluyen la depreciación y la provisión para protección de activos

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE ACTIVOS	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$ 629	\$ 0	-\$ 226	\$ 404	\$ 17.705	\$ 18.109
Construcciones En Curso	\$ 2.163	\$ 0	\$ 0	\$ 2.163	\$ 0	\$ 2.163
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 499	\$ 0	\$ 0	\$ 499	\$ 0	\$ 499
Equipos Y Materiales En Depósito	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bienes Muebles En Bodega	\$ 3.715	\$ 0	\$ 0	\$ 3.715	\$ 0	\$ 3.715
Edificaciones	\$ 7.505	-\$ 2.324	-\$ 309	\$ 4.872	\$ 5.740	\$ 10.612
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 55.298	-\$ 25.677	-\$ 229	\$ 29.392	\$ 35.240	\$ 64.632
Redes, Líneas Y Cables	\$ 106.663	-\$ 40.521	-\$ 1.425	\$ 64.717	\$ 200.373	\$ 265.090
Maquinaria Y Equipo	\$ 5.163	-\$ 2.939	-\$ 319	\$ 1.904	\$ 78	\$ 1.982
Equipo Médico Y Científico	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.559	-\$ 1.006	-\$ 23	\$ 530	\$ 0	\$ 530
Equipos De Comunicación Y	\$ 8.022	-\$ 4.827	-\$ 123	\$ 3.072	\$ 90	\$ 3.162
Equipo De Transporte, Tracción Y	\$ 4.063	-\$ 1.909	-\$ 373	\$ 1.781	\$ 70	\$ 1.851
EQUIPOS DE COMEDOR, COCINA,		-\$ 8		\$ 3		\$ 3
TOTALES	\$ 195.280	-\$ 79.212	-\$ 3.027	\$ 113.051	\$ 259.296	\$ 372.347

Fuente: SUI cifras en millones de pesos

Otros activos: esta cuenta representada principalmente por las valorizaciones, las cuales se posicionan a diciembre 31 de 2013 en \$261.239 millones, \$230 millones superior al valor reflejado en el año 2012, donde se destacan: i) redes líneas y cables \$200.373 millones, ii) plantas ductos y túneles \$64.632.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2013, se ubica en \$148.474 millones, presentando un crecimiento de 5,94% equivalente a \$8.330 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) operaciones de crédito público \$2.516 millones, ii) cuentas por pagar \$33.748 millones, iii) obligaciones laborales \$4.351 millones, iv) pasivos estimados y provisiones \$96.307 millones, v) otros pasivos \$11.553 millones.

Del pasivo, resaltan los valore por provisión para pensiones y provisión para litigios y demandas, estas ascienden a \$62.259 millones y \$22.132 millones respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los depósitos recibidos para terceros y los bienes y servicios los que representan el valor más significativo de este rubro con el 60% y el 29%.

A diciembre de 2013 El patrimonio presentó un ascenso de \$760 millones con respecto a diciembre de 2012, posicionándose en \$372.792 millones.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$245.525.036.017	\$242.181.513.632	1,38%
COSTOS OPERACIONALES	\$184.857.113.109	\$180.393.031.584	2,47%
GASTOS OPERACIONALES	\$57.251.596.838	\$61.765.142.143	-7,31%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$3.416.326.070	\$23.339.905	14537,27%
OTROS INGRESOS	\$4.920.100.598	\$4.525.901.153	8,71%
OTROS GASTOS	\$2.389.642.006	\$2.292.651.521	4,23%
GASTO DE INTERESES	\$315.460.528	\$389.596.397	-19,03%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$5.946.784.662	\$2.256.589.537	163,53%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2013 fueron de \$245.525 millones, presentando un aumento del 1,38% con respecto a diciembre de 2012, corresponden \$31.986 millones al negocio de distribución y \$216.310 millones y el negocio de comercialización.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 75,3% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2013, aumentándose en 2,47% con respecto al año, en efecto, pasaron de \$180.393 millones en el 2012 a \$184.857 millones en 2013, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$110.619 millones, que a su vez equivalente al 60%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$81.992 millones.

Los gastos a diciembre de 2013 decrecieron 6,89%, pasando de \$64.058 millones a \$59.641 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 46%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 50% y (iii) Otros gastos 4%. Los gastos de administración aumentaron \$16 millones ubicándose en \$27.499 a diciembre de 2013, de los cuales \$21.145 millones corresponden a gastos de personal, \$2.764 millones gastos generales y \$3.590 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

La planta de personal se encuentra compuesta por 560 empleados: con contrato a término fijo 245, contrato indefinido 302 y contratos vacantes 17

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2013 se redujeron \$4.530 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$14.686 millones, provisión para obligaciones fiscales \$9.279 millones, provisión para contingencias \$4.851 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$431 millones, amortización de intangibles \$130 millones y amortización de bienes entregados a terceros \$376 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$4.920 millones, superando en \$394 millones la cifra de la vigencia 2012, están compuestos por: \$2.413 millones financieros, \$2.507 millones extraordinarios, dentro de los ingresos financieros se destacan \$2.203 millones de intereses sobre depósitos y \$169 millones de otros ingresos financieros.

Los gastos no operacionales ascienden a \$2.390 millones, siendo los más importantes los gastos extraordinarios con el 84%, dentro de estas erogaciones con \$1.050 millones, las pérdidas por siniestros es la que tiene una mayor participación.

2.3. Utilidades y Ebitda



CEDENAR S.A. ESP. a diciembre de 2013 presentó una utilidad neta de \$5.947 millones incrementando el resultado de 2012 en \$3.690 millones, el Ebitda de la compañía a 2013 alcanzó los \$22.597 millones mejorando con respecto al año anterior \$4.517 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,02	2,42
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	151	164
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	19	21
Activo Corriente Sobre Activo Total	20,37%	21,94%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	28%	27%
Patrimonio Sobre Activo	72%	73%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	35%	33%
Cobertura de Intereses – Veces	71,63	46,41
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$22.597.388.924	\$18.080.535.160
Margen Operacional	9%	7%
Rentabilidad de Activos	4%	4%
Rentabilidad de Patrimonio	5%	3%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2013 es de 2,02 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,4 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa tiene 2,02 pesos en su activo corriente para cubrir cada peso que adeuda de pasivo corriente

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un decrecimiento de 13 días

pasando de 164 días en 2012 a 151 días en 2013; la empresa tarda 19 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 2 días con respecto a 2012.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 es de 28%, evidenciando un aumento del 1% con respecto a 2012, cuyo porcentaje era del 27%; el Pasivo corriente representa el 35,4% del total de los Pasivos, por lo que el 64,6% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a provisiones para pensiones.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 9, incrementándose en 2% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 4% y 5% respectivamente al final del ejercicio del año 2013

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores y Circuitos CEDENAR

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
10969	76	422957,5	335471	38883337	2011
11752	74	430855,5	343635	37916876	2012
12710	73	474951,5	368836	38648089	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 la empresa CEDENAR S.A. ESP. tiene reportados en el SUI 12,710 transformadores en todo su mercado con 73 circuitos reportados y 368,836 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 474951,5 KVA y una demanda mensual de 39 GWh aproximadamente.

Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores CEDENAR

SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
13	1794	2011
10	1045,2	2012
16	2089,622	2013

Fuente: SUI

Según la información reportada en el SUI para diciembre de 2013 la Empresa CEDENAR S.A. ESP. cuenta con 16 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal, más ramales de 2089,662 Km de red este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Sin embargo, según el reporte del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR la empresa cuenta con 37 Subestaciones.

3.2 Continuidad

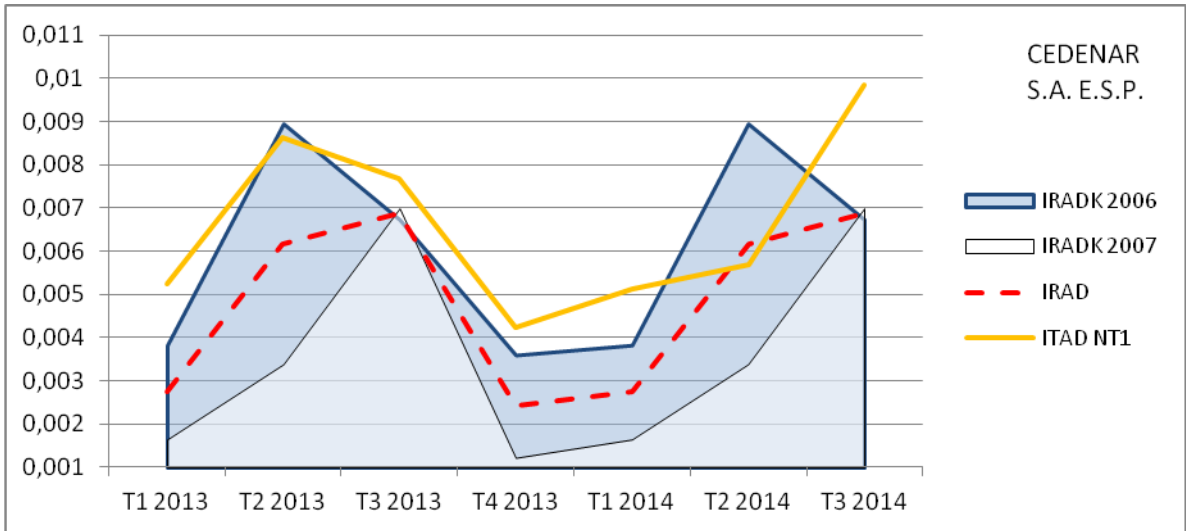
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan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

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 170 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño S.A. ESP.

Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

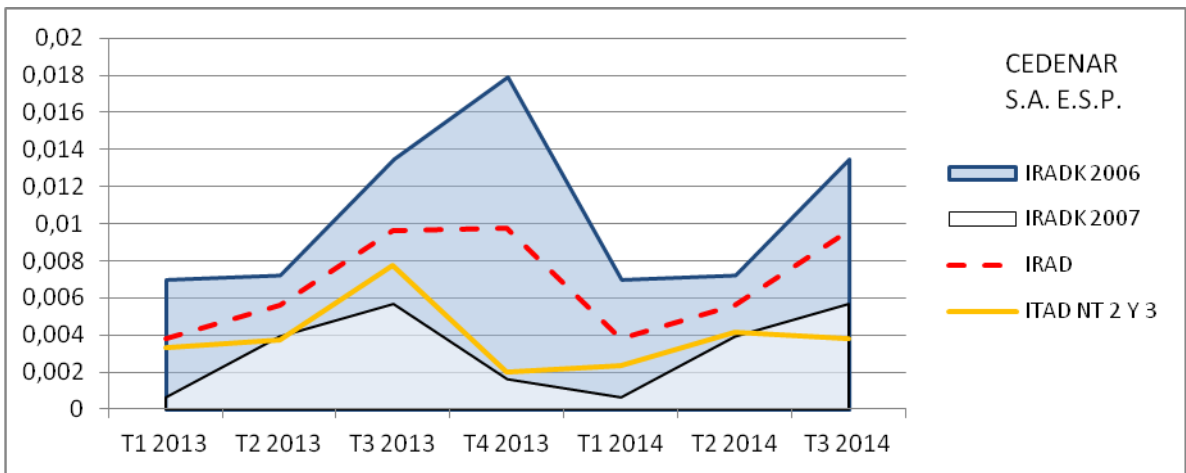
Para el nivel de tensión 1, se puede observar que durante el año 2013, el ITAD se mantuvo por encima de la línea del IRAD. En contraste, para los niveles de tensión 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

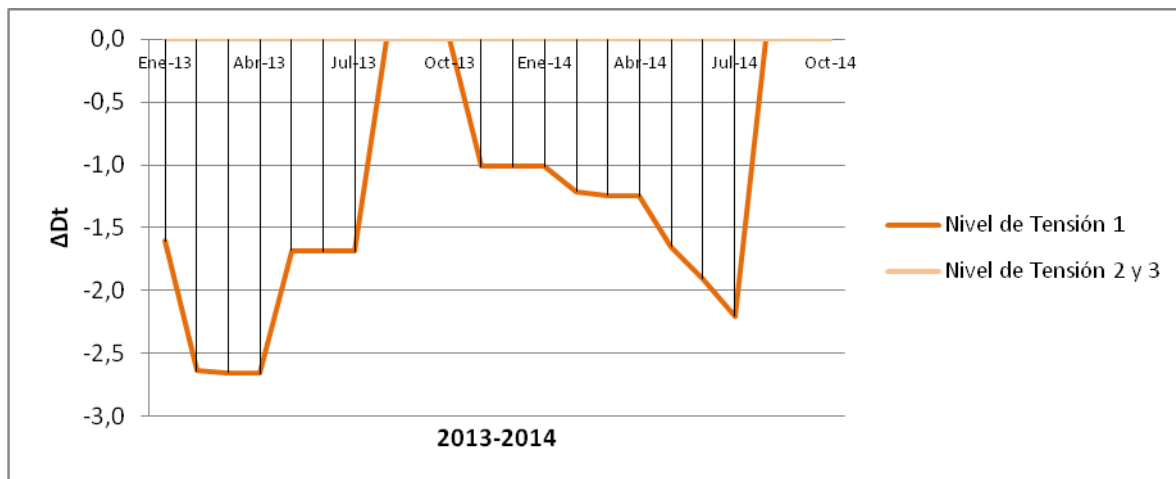
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Como conclusión general, se evidencia que Centrales Eléctricas de Nariño S.A. ESP., no ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para el año 2013 -a excepción de los meses agosto, septiembre y octubre-, y lo corrido de 2014, no cumplió con el indicador ITAD en nivel 1 ni con el ΔDt .

3.3 Calidad de la Potencia, CPE

La Superintendencia adelantó durante el año 2014 un proyecto para la revisión de la CPE en diferentes subestaciones eléctricas operadas por la empresa, a través de una firma especializada en el tema, cuyos resultados son objeto de análisis para obtener un diagnóstico general sobre la condición de la empresa en tal sentido.

Por otro lado, en cuanto a la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia mediante comunicación oficial con radicado SSPD 20135290623032 de noviembre 29 de 2013, que para noviembre del año de 2013 la empresa CEDENAR S.A. ESP., solo cuenta con un 5,9% de la supervisión de flujos de potencia activa y reactiva a través de las bahías de línea y transformación de nivel de tensión 4, bahías de conexión al STN por el lado de baja tensión, y en el lado de alta tensión, aquellas pertenecientes a subestaciones con configuración diferente a interruptor y medio. Porcentaje que deberá mejorar para el año 2014.

Aclarando, que el porcentaje expuesto se calcula a partir de las bahías de líneas y transformación de nivel de tensión 4 y bahías de transformación de activos de conexión al STN que sean remuneradas comercialmente como activos del STR.

De igual forma, es importante mencionar que en relación a este tópico, el AEGR expone que en relación a los estándares de calidad de la potencia establecidos por la Resolución CREG 024 de 2005, en la evaluación de los archivos de calidad de la energía eléctrica, PST y ET, Perturbaciones de corta duración y desviación de tensión

respectivamente, presenta valores de Pst's en los Niveles 2 y 3 se encuentra entre 0 y 1 pu, y en el nivel 4 su rango está entre 0,05 y 0,1 pu, concluyendo que las fluctuaciones presentes en nivel de tensión 4 repercuten considerablemente a los niveles inferiores.

Ahora bien, en cuanto a las desviaciones de tensión este mismo expone, que son variaciones que no superan el 1%, cifras que son respaldadas por la misma naturaleza de las cargas de este mercado, donde más de un 85% de sus usuarios son residenciales. Para el caso del FP, también se tienen en su gran mayoría valores muy cercanos a 1, toda vez que la carga industrial de CEDENAR S.A. ESP. es baja y no genera mayores afectaciones a este parámetro.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 17 proyectos de inversión de los cuales hay todos son proyectos a mediano plazo (Menores a un año), como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
1	Mejorar la red de media tension de los alimentadores principales con que se atiende algunos mpios del dpto y blindar la red con cable trenzado en la zona ccial de los cascos urbanos con el fin de permitir control de perdidas tecnicas	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 8.033,20	86,40%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
2	Disminuir perdidas tecnicas en el sistema de distribucion de cedenar sa esp mejorar indices de calidad y confiabilidad del servicio en cumplimiento resolucion creq 097 2008	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 1.158,73	80,40%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
3	Centralizar la operacion gestion de medida y optimizacion del sistema de distribucion del sistema electrico de cedenar sa esp	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 1.168,44	46,30%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
4	Garantizar y mantener la continuidad del servicio con estandares de calidad y confiabilidad del sistema de distribucion propiedad de cedenar sa esp	01/02/12	31/12/13	En ejecución	\$ 83,64	10,50%	Se contrato la adquisicion de equipos de patio
5	Construccion de la subestacion transformadora 345 138 kv 5625 mva de rosa florida y su linea asociada 345 municipio de arboleda con una longitud de 10 km	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 488,86	81,50%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
6	Construccion de la subestacion transformadora 345 138 kv 5 625 mva san lorenzo y su linea asociada 345 taminango san lorenzo	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 919,32	69,00%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
7	Remodelar circuitos existentes a red trespada en sectores donde a intervenido la alcaldia y la empresa avante	01/11/13	31/12/13	En ejecución	\$ 575,75	32,00%	El proyecto continua en el año 2014
8	Apoyar los proyectos de remodelacion en la normalizacion de redes en las poblaciones de tumaco barbacoas magui y roberto payan mediante la administracion interventoria socializacion y algunas obras complementarias asociadas a los barrios que se estan interviniendo con recursos prone 002 de 2011	30/09/11	31/12/13	En ejecución	\$ 1.643,18	54,80%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
9	Minimizar mitigar y compensar impactos ambientales generados por las actividades de distribucion y generacion de energia	01/02/12	31/12/13	En ejecución	\$ 569,09	94,80%	Se continua con la implementacion del proyecto en el año 2014
10	Disenar y ejecutar programas de educacion al usuario sobre el uso racional de la energia electrica y las consecuencias en la facturacion del servicio	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 1.612,45	99,20%	Dado el elevado indice de perdidas que presenta la electrificadora se hace necesario continuar con el programa de socializacion de los usuarios que contribuya a la disminucion del indicador de perdidas de energia
11	Revisar clientes con consumos atipicos identificados en el sistema comercial por cada uno de los municipios atendidos	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 6.898,60	85,90%	Encaminar actividades que contribuyan a la disminucion del indicador de perdidas de energia establecido como meta
12	Adquirir e instalar equipos de medida y sellado masivo de 200000 usuarios en todo el dpto	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 2.564,72	38,80%	Obtencion de balances sobre medidores contrastes sobre transformadores en que se instalen los macromedidores permitiendo orientar las actividades de reduccion de perdidas con mayor eficiencia medicion adecuada de los consumos de los usuarios
13	Revison de equipos de medida en laboratorio acreditao y evaluar un nuevo esquema para la instalacion de un laboratorio	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 451,15	86,60%	Garantizar las mediciones registradas en los equipos de medida evitando perdida o errores en las mediciones
14	Adquirir e implementar equipos que faciliten y agilicen el proceso de revision de usuarios deteccion de anomalias en predio y medidor asi como la toma de lectura	01/11/12	31/12/13	En ejecución	\$ 232,86	76,10%	Constantemente en el mercado de bs se proponen nuevos equipos para la deteccion de irregularidades en medidor y acometida que nos permiten tener resultados mas agiles y confiables que favorecen el grado de acertividad en el proceso de revision de usuarios mejorando asi la atencion de los usuarios en campo
15	Poner en funcionamiento un sistema de gestion de distribucion centralizada	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 1.060,27	75,70%	mejoramiento del indicador des mejor atencion al usuario final eficiente gestion de activos electricos adaptabilidad tecnologica
16	Contratar la interventoria integral a los contratos de toma de lecturas suspensiones y revisiones focalizadas identificacion continua de usuarios con problemas en la suspension y reincidencias en la reconexion fuera del sistema	01/01/12	31/12/13	En ejecución	\$ 828,89	82,90%	Contratacion de la interventoria integral para los contratos de la subgerencia comercial y gestion de energia verificar la situacion de usuarios que se les suspenda la energia en caso del no pago del servicio y controlar que la reconexion se realice una vez el usuario haya cumplido sus obligaciones y se encuentre correctamente medido
17	cumplir con las normas internacionales de informacion financiera optimizacion del software de acuerdo a la tecnologia	01/10/12	31/12/13	En ejecución	\$ 749,78	56,50%	Se ha formalizado el contrato firma acta de inicio aprobacion del cronograma
TOTAL					\$ 29.038,94	68,08%	

Fuente: SUI

La empresa viene desarrollando los mencionados proyectos para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que tiene que ver con mejorar la calidad de la potencia suministrada, la continuidad del servicio, la seguridad, la confiabilidad del sistema eléctrico operado por la empresa y disminuir las pérdidas no técnicas, donde se destacan los dos proyectos de construcción de nuevas subestaciones: San Lorenzo y Rosa Florida, El valor total de inversiones fue de \$ 29.038.936.206.

De los anteriores proyectos, donde todos estaban programados finalizarlos en el año 2013, ninguno alcanzo a finalizarlos por completo.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

Hasta el año 2013 el Departamento de Nariño contó con una cobertura del 96.01 %, lo cual la ubica en el puesto 11 como departamento con mayor porcentaje de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. El gobierno nacional tiene planteado como meta aumentar esa cobertura a 97.37% para el 2017.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN se encontró que para el departamento de Nariño existen restricciones ante contingencias del STR en: la línea 115kV de Cauca – Nariño por agotamiento de capacidad de transporte, y en las subestaciones Jamondino y San Bernardino por agotamiento de capacidad de transformación, todo esto de acuerdo al informe mensual de restricciones presentado por XM S.A.

Para dar solución, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR de Cauca como son:

- Segundo transformador en la subestación Jamondino 230kV/115kV, el cual entró en operación en febrero de 2014.
- Segundo transformador San Bernardino, proyecto el cual se encuentra en etapa de diseño.

3.5 Retie

3.5.1 Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, CEDENAR S.A. ESP., no registra disminución de accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

3.6 Mantenimientos

Durante el año 2013 se realizaron mantenimientos a las centrales de generación: Río Mayo, Río Bobo, Río Sapuyes y Julio Bravo. Los mantenimientos consistieron básicamente en mantenimiento de rodete, regulador de velocidad, chumaceras, aguja, boquerel, limpieza generador, pruebas eléctricas de aislamiento, revisión de turbinas, correcciones de fugas, cambio de sondas de temperatura, cableado, etc.

En el sistema de distribución (Subestaciones y líneas) se realizaron 1112 actividades programadas de mantenimiento, consistentes en cambio de postes, podas, remodelación de líneas, cambio de transformadores, cambios de protecciones, cambios de aislamiento y reconducción. Así mismo se efectuaron 514 labores de emergencia en líneas, postes y transformadores.

En el Sistema de Transmisión Regional se intervinieron las líneas: Pasto – Jamondino 115KV; Pasto – Río Mayo 115KV; Catambuco – Pasto 1 115KV; El Zaque – Catambuco 115KV; Jamondino – Panamericana 115KV, entre otras.

La empresa cuenta con tres grupos de mantenimiento, a saber: Propio, Contratado y Línea Viva, que en total suman 26 cuadrillas, para atender las zonas: Norte, Sur, Occidente, Centro y Pacífico.

En el 2013 se invirtieron en operaciones de mantenimiento del sistema de distribución la suma de \$ 20.141.435.140. Y en el mantenimiento de plantas y subestaciones la suma de \$ 1.978.640.000, para un gran total de \$ 22.120.075.140 invertidos en mantenimiento.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Estructura de Mercado

CEDENAR S.A. ESP. presta el servicio de energía en el departamento de Nariño a 353.247 usuarios, de los cuales 193.433 se encuentran en el sector urbano y el restante 159.814, en el área rural, distribuidos conforme al uso de la siguiente manera:

Tabla 4.1.1. Relación de suscriptores por tipo de uso. CEDENAR S.A. ESP. 2013.

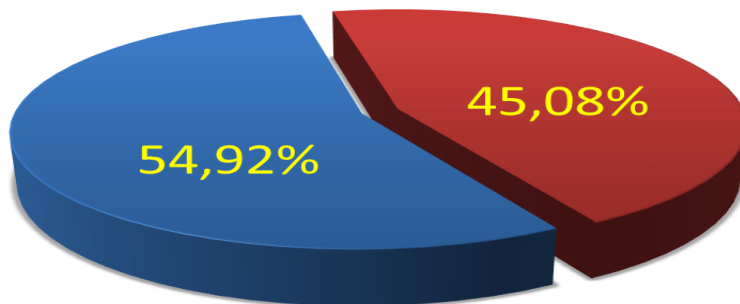
USO	SUSCRIPTORES
Residencial	333.764
Industrial	1.206
Comercial	14.572
Oficial	1.872
Otros	1.833

Fuente: SUI

Así mismo, los 333.764 usuarios residenciales (156.286 en el área rural y 177.478 en el sector urbano), se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

URBANOS	54.92%
RURAL	45.08%

Grafico 4.1.1. Distribución del Mercado Urbanos y Rurales. CEDENAR S.A. ESP. 2013



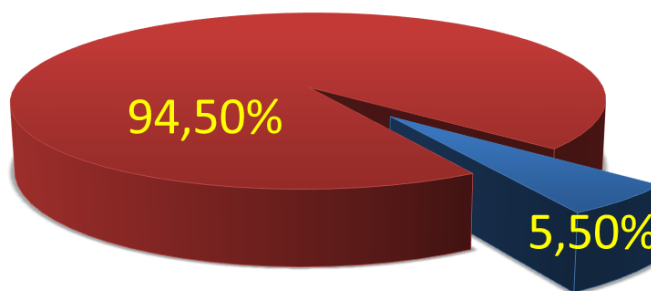
■ Urbanos ■ Rurales

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

Estructura de usuarios por clase de uso:

RESIDENCIAL	94.50%
NO RESIDENCIAL	5.50%

Grafico 4.1.2. Distribución del Mercado de suscriptores por tipo de uso. CEDENAR S.A. ESP. 2013



■ residenciales ■ no residenciales

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

4.2. Niveles de Consumo

El consumo en lo corrido del año 2013, fue de 491.428.196 KWh y de acuerdo al uso, se distribuye de la siguiente manera:

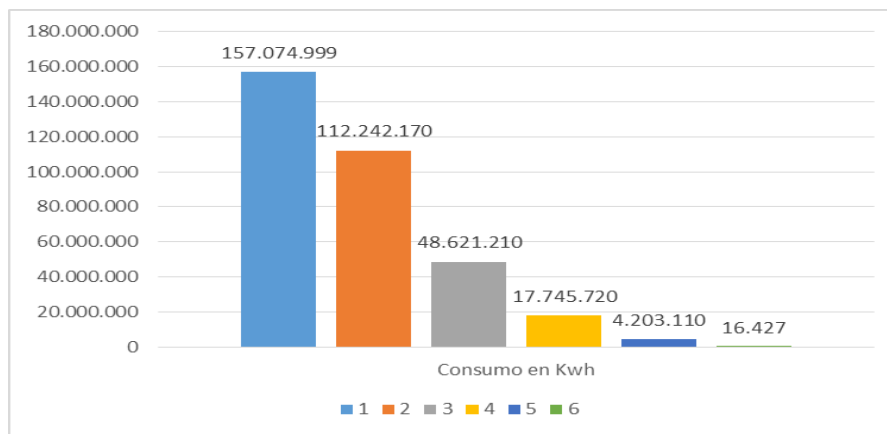
Tabla 4.2.1. Relación de consumo de energía - CEDENAR S.A. ESP. 2013

USO	CONSUMO EN KWh
Residencial	339.903.636
Industrial	10.873.238
Comercial	73.852.869
Oficial	26.245.071
Otros	40.553.382

Fuente: SUI

La distribución de los 339.903.636 KWh por estrato, le corresponden 242.472.331 KWh al área urbana y 97.431.305 KWh al área rural, el cual su consumo por estrato se presenta de la siguiente manera:

Gráfica 4.2.2 Distribución del consumo Residencial por estrato CEDENAR S.A. ESP. 2013



Fuente: SUI

4.2.1. Crecimiento de usuarios del servicio de Energía Eléctrica

CEDENAR S.A. ESP. está catalogada en el mercado nacional dentro del grupo de las empresas medianas del sector eléctrico, por atender a más de 300,000 usuarios.

En el año 2013 las ventas de energía facturadas en el Sistema de Información Comercial fueron del orden de 491.123 MWh por un valor de \$152.027.913 miles de pesos, y en el año 2012 las ventas representaron 490.549 MWh por un valor de \$151.454 millones de pesos, lo cual significa un incremento del 0.12% en MWh y del 0.38% en pesos con respecto al año anterior.

Se aprecia que el valor facturado no presentó un incremento en línea con el comportamiento de años anteriores, la causa se encuentra en que durante el año 2012 el valor promedio del Costo Unitario aplicado fue de 439.65 \$/kWh, producto de la recuperación de gran parte de los saldos acumulados que existían como resultado de aplicar la opción tarifaria. Para el año 2013 el Cu promedio aplicado tuvo una variación de -2.59 %, presentando un valor promedio de 428.28 \$/kWh, esto se reflejó en un leve incremento del valor facturado.

Tabla 4.2.1. Crecimiento Anual de Usuarios del año 2004 al año 2013

AÑO	USUARIOS	CRECIMIENTO USUARIOS	PORCENTAJE
2004	258.441		
2005	270.030	11.589	4.48%
2006	282.308	12.278	4.55%
2007	297.062	14.754	5.23%
2008	306.783	9.721	3.27%
2009	315.280	8.497	2.77%
2010	324.277	8.997	2.85%
2011	334.188	9.911	3.06%
2012	344.326	10.138	3.03%
2013	353.865	9.539	2.77%

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

En el año 2013 se mantiene la tendencia de crecimiento y es así como al finalizar el año se atendieron 353.865 clientes con un incremento de 9.539 nuevas conexiones lo cual significa una variación positiva de 2.77% respecto al año anterior.

Para el año 2013 la estructura del mercado quedó conformada por 334.352 usuarios residenciales que corresponden al 94.49% del mercado, con un consumo de 339.619 MWh año, que equivale al 69.15% de las ventas totales; 14.640 usuarios comerciales con el 4.14%. Con una menor participación se encuentran los Sectores: Oficial, Industrial, Especial, Alumbrado Público, Provisional y Autoconsumo, con una participación del 1.4%

En él, se observa la participación de cada sector tanto en número de usuarios como en consumo:

Tabla 4.2.2. Venta de Energía por Zona

ZONA	SECCIONAL	USUARIOS	PART %	KWH	PART %	VALOR TOTAL (*) Miles \$	PART %
CENTRO	CENTRO	126.388	36%	221.727.852	45%	75.290.223	50%
OCCIDENTE	SANDONA	43.089	12%	33.145.029	7%	8.872.887	6%
PACIFICO	TUMACO	37.137	10%	81.646.226	17%	22.368.055	15%
NORTE	CORDILLERA	9.336	3%	13.270.780	3%	3.813.084	3%
NORTE	LA CRUZ	14.538	4%	13.316.456	3%	3.240.658	2%
NORTE	LA UNION	21.579	6%	17.862.148	4%	4.918.203	3%
NORTE	SAN PABLO	6.457	2%	5.267.477	1%	1.257.286	1%
SUR	IPIALES	67.374	19%	79.415.780	16%	25.455.880	17%
SUR	TUQUERRES	27.967	8%	25.470.786	5%	6.811.636	4%
TOTAL		353.865		491.122.534		152.027.913	

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

Por zonas, la zona centro a pesar de reunir el 36% de la totalidad de los usuarios, participa con el 45% del consumo y del 50% de la facturación de la empresa; esto se explica ya que en esta zona del departamento se concentra la mayoría del comercio e industria, así como la mayoría de entes gubernamentales.

Tabla 4.2.3. Consumo por Clase de Uso- 2013

SECTOR	USUARIOS	%	kWh	%
ALUMBDO PUB	94	0.03	30.653.963	6.24
COMERCIAL	14.640	4.14	73.897.525	15.15
ESPECIAL	1.425	0.40	7.895.118	1.61
INDUSTRIAL	1.206	0.34	10.899.934	2.22
OFICIAL	1.820	0.51	17.836.542	3.63
PROVISIONAL	270	0.08	1.994.763	0.41
AUTOCONSUMO	58	0.02	8.326.154	1.70
RESIDENCIAL	334.352	94.49	339.618.536	69.15
TOTAL	353.865	100%	491.122.534	100%

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

En cuanto al Mercado No Regulado, es posible observar que en el año 2013 se incrementó el número de usuarios en un 16.7% lo que significa una variación del 19.3% (2.5 GWh) en el consumo.

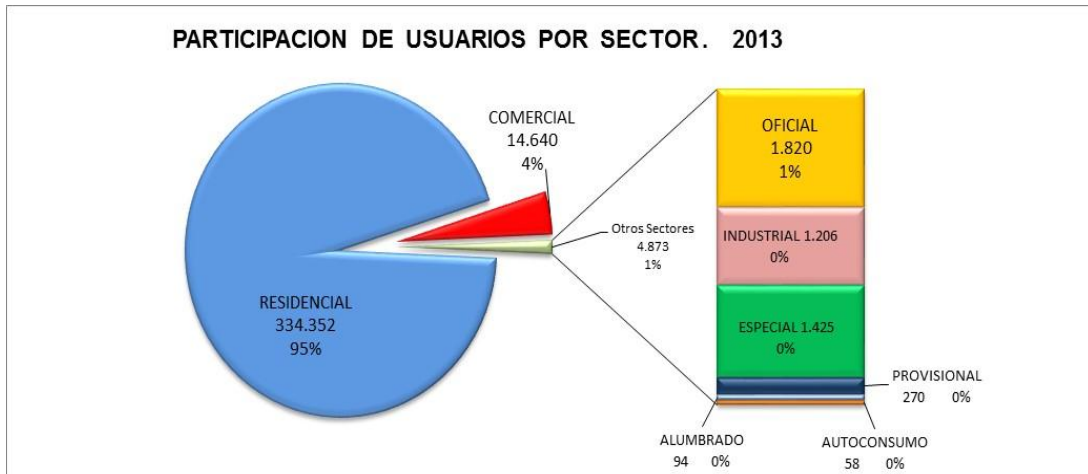
Tabla 4.2.4. Mercado No Regulado y Mercado Regulado

TIPO MERCADO	AÑO 2012		AÑO 2013	
	USUARIOS	CONSUMO. Kw	USUARIOS	CONSUMO
NO REGULADO	18	12.814.677	21	15.281.892
REGULADO	344.308	477.733.999	353.844	475.840.641
TOTAL	344.326	490.548.677	353.865	491.122.534

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

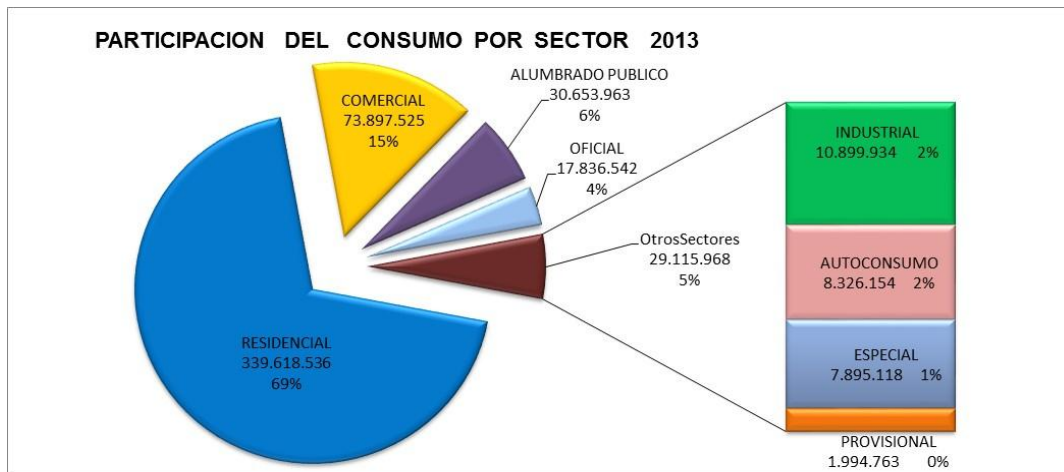
En las siguientes gráficas se puede observar la proporción del mercado por sectores tanto en número de usuarios como en consumo kWh. En ambos casos los sectores residencial y Comercial ocupan la mayor proporción, sin embargo cobra más importancia el sector comercial con un consumo medio de 460 kWh versus el del sector residencial que es de 89 kWh.

Tabla 4.2.5. Mercado de usuarios por Sectores.



Fuente: CEDENAR S.A. ESP

Tabla 4.2.6. Mercado de usuarios por consumos.kw



Fuente: CEDENAR S.A. ESP

4.2.2. Usuarios Regulados

El mercado en general del departamento de Nariño está compuesto en su mayoría por usuarios residenciales, los cuales equivalen al 94.1% y el restante 5.9% a usuarios con servicios distintos de este sector, situación que reafirma que el mercado al ser en su mayoría residencial, no es del todo atractivo para otros comercializadores. Por esta razón, la empresa no ha considerado establecer una dependencia para atender los usuarios no regulados y/o grandes consumidores.

De igual manera se puede afirmar que de su área de influencia con relación a los usuarios distintos de los residenciales, hay más de 1.600 que son atendidos por otros agentes, lo cual la empresa debería considerar con el fin de no perder más mercado.

Tabla 4.2.7. Otras Empresas Con Usuarios en el departamento de Nariño

EMPRESAS CON USUARIOS EN EL DEPARTAMENTO DE NARIÑO	DATOS	TOTAL	PARTICIPACIÓN (%)
A.S.C INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA S.A. ESP.	Residencial	312	0,09%
	No Residencial	735	0,21%
CEDENAR S.A. ESP.	Residencial	336.479	93,86%
	No Residencial	19.586	5,46%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. ESP.	Residencial	35	0,01%
	No Residencial	210	0,06%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	1	0,00%
EMGESA S.A. ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	1	0,00%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP	Residencial		0,00%
	No Residencial	1	0,00%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	1	0,00%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	4	0,00%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	2	0,00%
ENERTOTAL S.A. ESP.	Residencial	484	0,14%
	No Residencial	643	0,18%
VATIA S.A. ESP.	Residencial		0,00%
	No Residencial	10	0,00%
Total Suma de Total Residencial		337.310	94,09%
Total Suma de Total No Residencial		21.194	5,91%
Total usuarios Depto. de NARIÑO		358.504	100,00%

Fuente: CEDENAR

En la actualidad la empresa atiende a 23 usuarios no regulados conectados a niveles de tensión 2 y 3.

Tabla 4.2.8. Usuarios no Regulados atendidos por la empresa.

USUARIOS NO REGULADOS	NO.
Comercial	6
Industrial	13
Especial Salud	3
Oficial	1
TOTAL	23

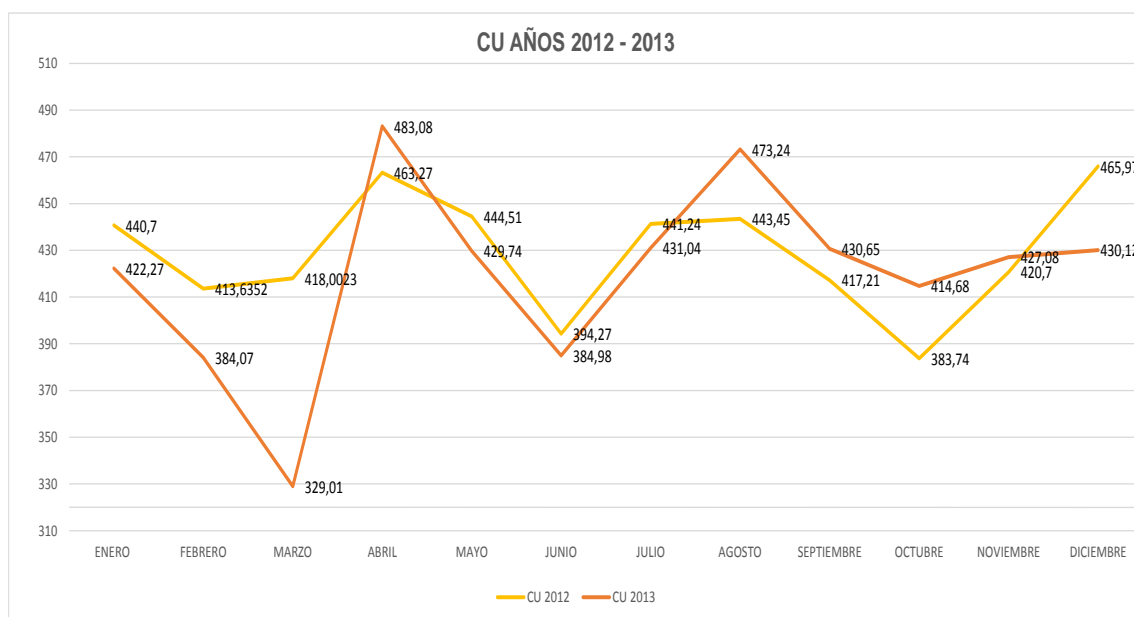
Fuente: CEDENAR S.A. ESP

4.3. Análisis tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En el cuadro a continuación se presenta un comparativo para los años 2012 y 2013 del comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Se presentaron fluctuaciones importantes en el CU durante el 2013, observando diferencias de hasta \$153/kWh entre pico y pico, su mayor valor se presentó en el mes de Abril, \$483.08/kWh, debido principalmente al comportamiento del componente D cuya participación en la definición del CU es cercana al 31%. A partir del mes de Noviembre se estabiliza el CU por la implementación de la Resolución CREG No. 133 de 2013, por la cual se pretende estabilizar la volatilidad del comportamiento del D evidenciado en las diferentes áreas de distribución.

Los componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 90%.

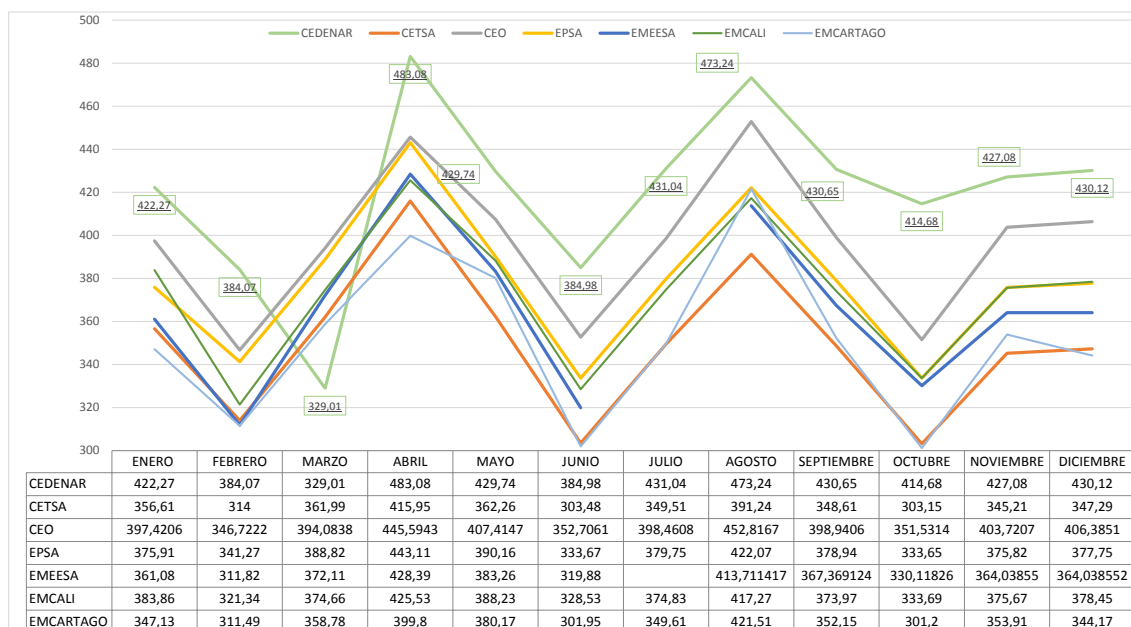
4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su D. Por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2013 se observa que el CU de Centrales Eléctricas de Nariño presentó las mayores fluctuaciones durante el año comparado con el calculado por las otras empresas que conforman el ADD Occidente, esto es: Compañía de Electricidad del Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa de Energía del Pacífico, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y Empresas Municipales de Cartago.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Occidente 2013



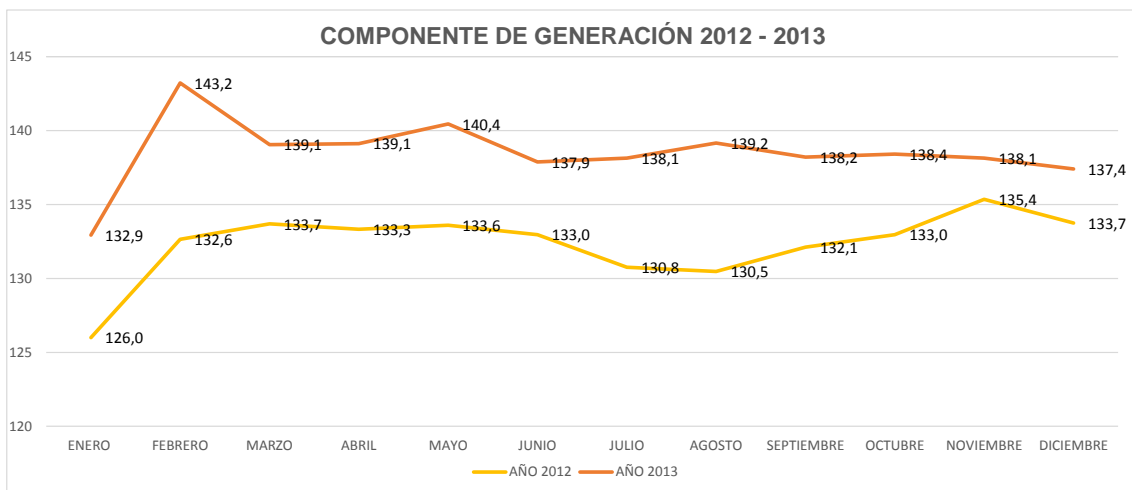
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Occidente

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

4.3.3.1. Componente Generación

El componente de generación presenta un comportamiento estable durante el 2013 con un pico en el mes de Febrero donde este valor llegó a \$143.2/KWh. En promedio su valor estuvo alrededor de \$138.5/kWh, se mantiene una tendencia estable en el comportamiento del CU, con un pico en el mes de Febrero. La estabilidad de este componente obedece a que la exposición a bolsa del prestador es aproximadamente del 4%, el 96% restante se transa a través de contratos y negociaciones bilaterales, lo que se traduce en un riesgo menor y mayor estabilidad en esta componente.

Gráfico 4.3.3.1 Comparativo G 2012 – 2013

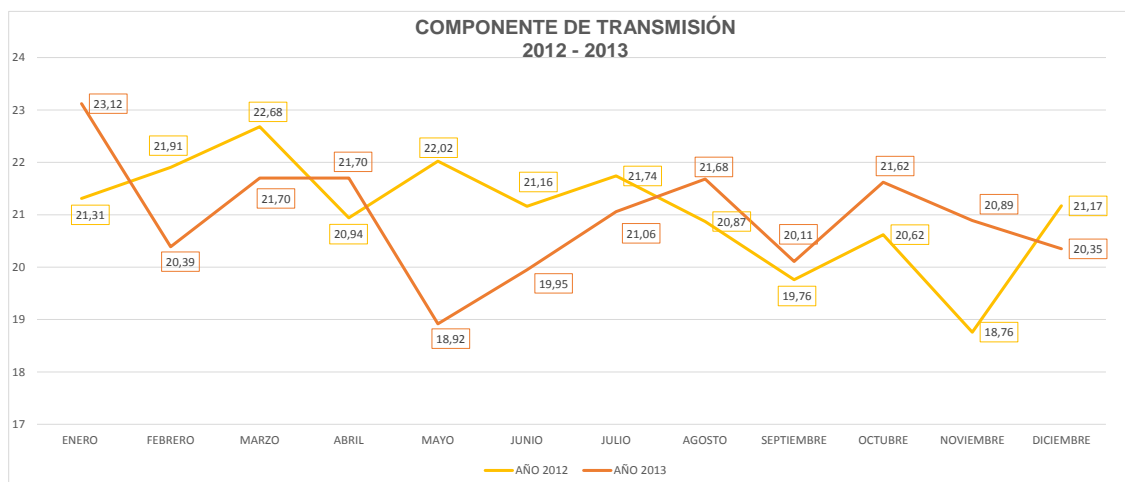


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.3.2. Presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2 Comparativo T 2012 – 2013



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

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

Al igual que el año 2012, durante el 2013 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

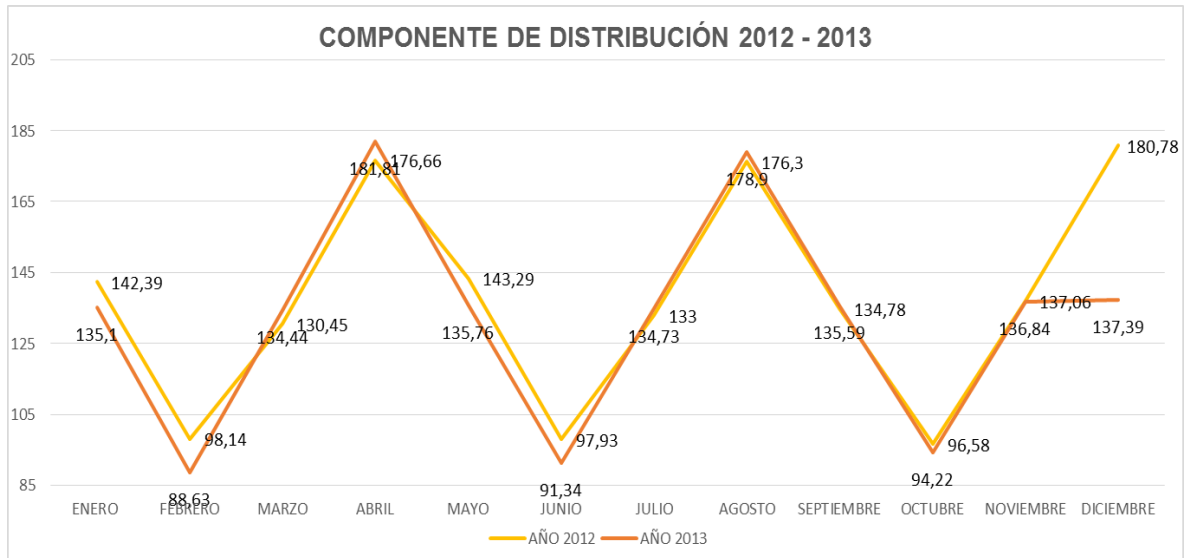
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 1347 del 27 de Julio de 2010, determinó el Área de Distribución Occidente, de la cual hace parte Centrales Eléctricas de Nariño, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Occidente, son Compañía de Electricidad del Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa de Energía del Pacífico, Empresa Municipal de energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y Empresas Municipales de Cartago.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2013 comparado con su comportamiento durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013

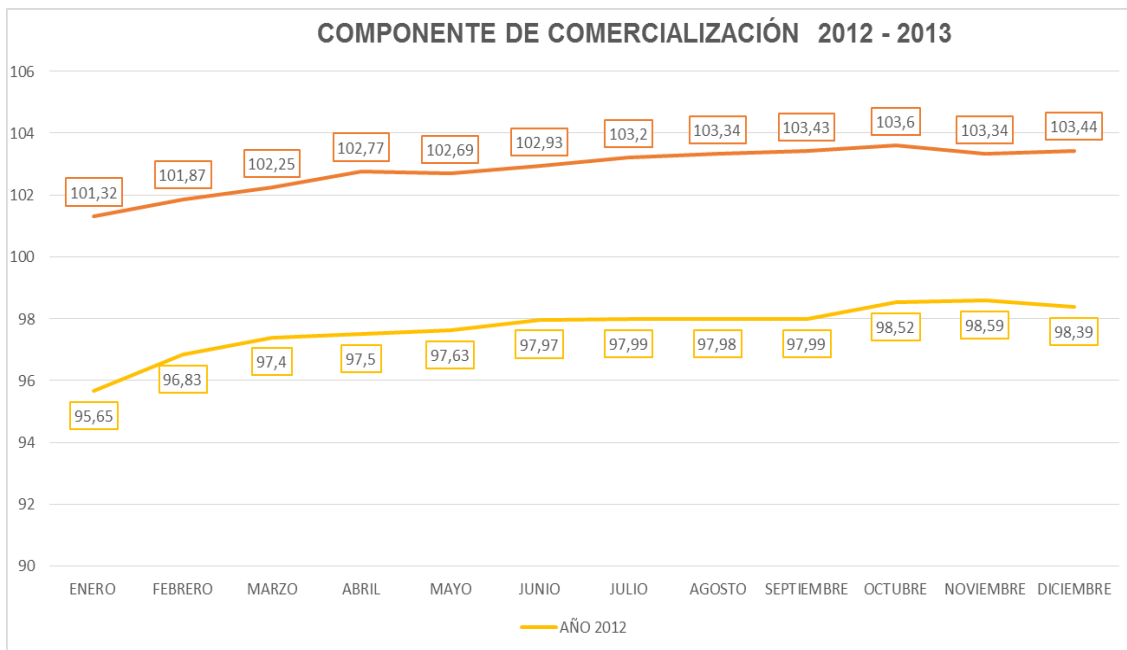


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2012, siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. En promedio durante el 2013 este componente tuvo un valor de \$103/kWh, cerca de \$5/kWh más que el aplicado durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013

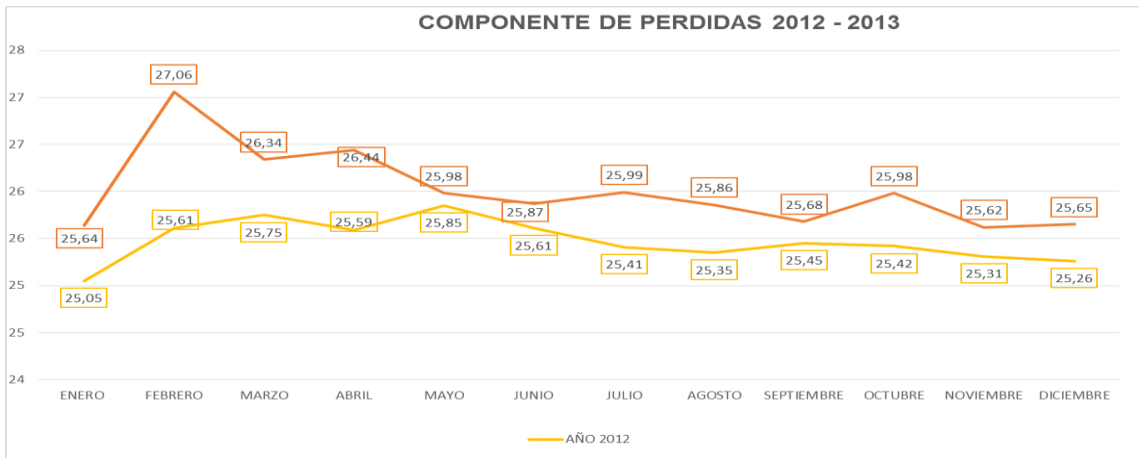


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 2%.

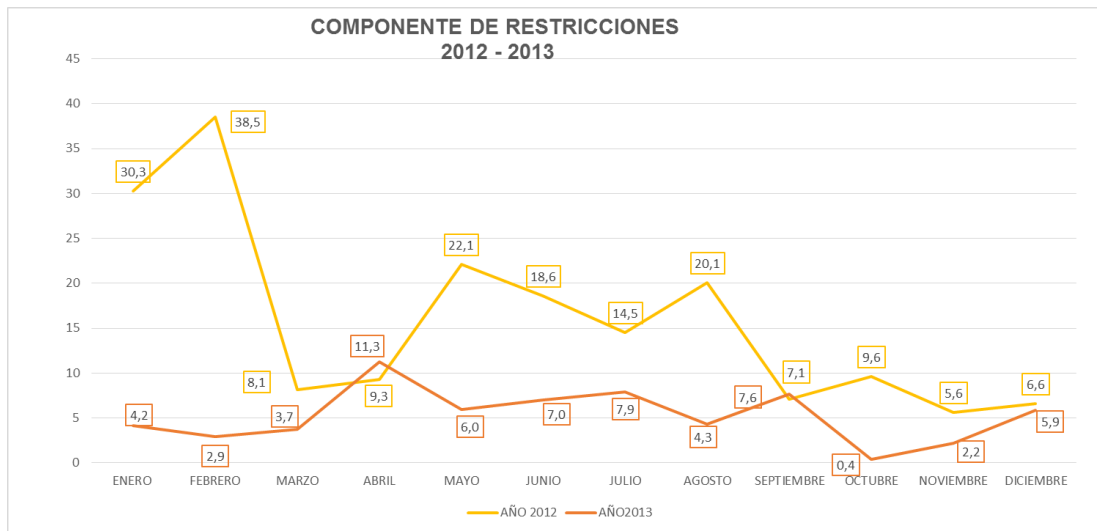
Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013.



Fuente: Información Publicada por la ESP

Durante el 2013 se observa una tendencia estable de este componente llegando al mes de octubre donde alcanza su nivel más bajo. Comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía, los cargos de distribución y comercialización CV. Dado que junto con el transporte TM las pérdidas PR y las Restricciones RM son relativamente

estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las componentes de Distribución Dt y Generación G.

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Período	G		T		PR		D		C		R		CU
1	132,9	31%	23,1	5%	25,6	6%	135,1	32%	101,3	24%	4,2	1%	422,3
2	143,2	37%	20,4	5%	27,1	7%	88,6	23%	101,9	27%	2,9	1%	384,1
3	139,1	42%	21,7	7%	26,3	8%	134,4	41%	102,3	31%	3,7	1%	329,0
4	139,1	29%	21,7	4%	26,4	5%	181,8	38%	102,8	21%	11,3	2%	483,1
5	140,4	33%	18,9	4%	26,0	6%	135,8	32%	102,7	24%	6,0	1%	429,7
6	137,9	36%	20,0	5%	25,9	7%	91,3	24%	102,9	27%	7,0	2%	385,0
7	138,1	32%	21,1	5%	26,0	6%	134,7	31%	103,2	24%	7,9	2%	431,0
8	139,2	29%	21,7	5%	25,9	5%	178,9	38%	103,3	22%	4,3	1%	473,2
9	138,2	32%	20,1	5%	25,7	6%	135,6	31%	103,4	24%	7,6	2%	430,7
10	138,4	36%	21,6	6%	26,0	7%	94,2	25%	103,6	27%	0,4	0%	384,3
11	138,1	32%	20,9	5%	25,6	6%	136,8	32%	103,3	24%	2,2	1%	427,1
12	137,4	32%	20,4	5%	25,7	6%	137,4	32%	103,4	24%	5,9	1%	430,1
Promedio	138,5	34%	21,0	5%	26,0	6%	132,1	31%	102,8	25%	5,3	1%	417,5

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

Cerca del 65% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año, mientras que los componentes de comercialización y restricciones aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

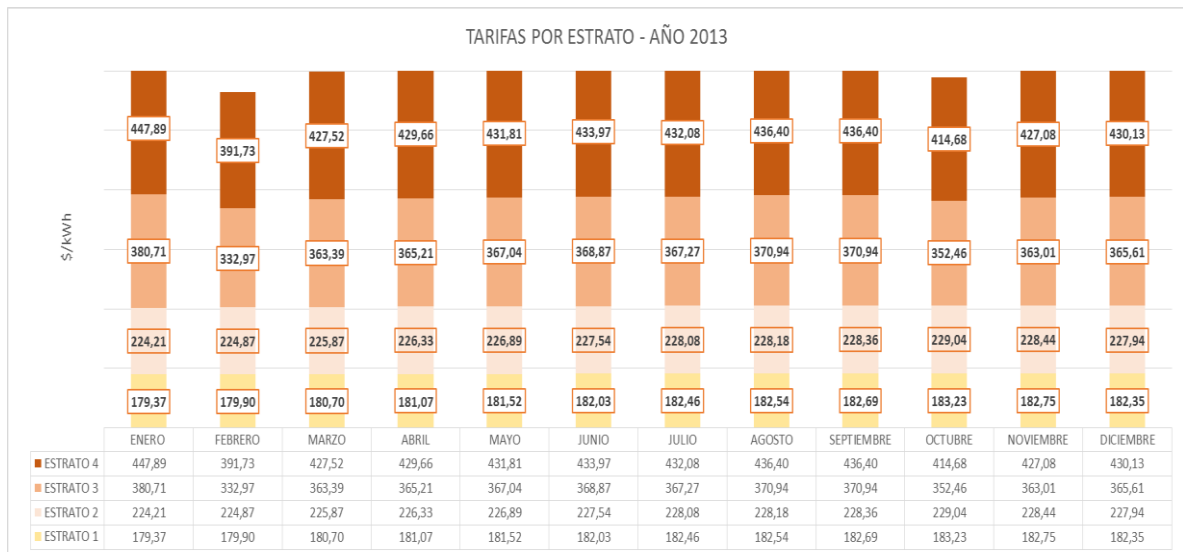
4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 y corresponden a las publicadas en los años 2012 y 2013 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por Centrales Eléctricas de Nariño a cada estrato durante el año 2013; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para Enero la tarifa aplicada fue de 447.89 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 179.37 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.3.4. Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



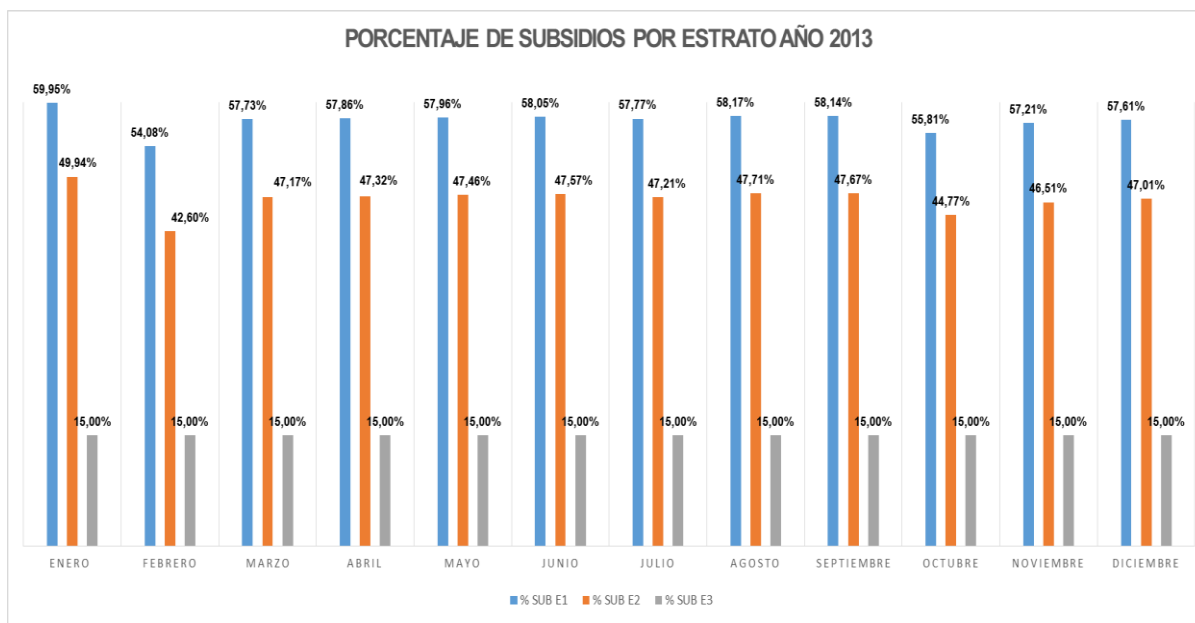
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 4% en la tarifa entre los meses de Enero y Diciembre de 2013.

4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2013

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.4. Facturación

4.4.1. Facturación por Uso

La empresa en lo corrido del año 2013 facturó \$199.876'586.879,6 por concepto de servicio de energía, los usuarios a quienes se les presta el servicio (de los cuales \$150.313'517.252 corresponden al área urbana y \$49.563'069.627,6 al sector rural), distribuido por uso de la siguiente manera:

Tabla 4.4.1. Relación Facturación por uso 2013 CEDENAR S.A. E, S, P.

USO	FACTURACIÓN
Residencial	145.852'763.004,6
Industrial	4.015'362.193
Comercial	29.849'625.414
Oficial	7.438'361.805
Otros	12.720'474.463

Fuente: SUI

La facturación por estrato socioeconómico, en lo corrido del año 2013 fue de \$145.852'763.004,6 de los cuales \$103.540'589.374 corresponden al área urbana y \$42.312'173.630,6 al sector rural y se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 4.4.2. Relación facturación de energía por estrato 2013 CEDENAR S.A. ESP.

ESTRATO	FACTURACION
1	66.861'677.878,6
2	48.519'497.004
3	20.946'394.484
4	7.719'719.431
5	1.798'514.557
6	6'959.650

Fuente: SUI

4.4.2. Mercado de Energía Mayorista

Con el fin de atender la demanda, CEDENAR S.A. ESP tiene un contrato con ISAGEN con el cual cubre aproximadamente el 78% de la energía requerida, la energía restante la obtiene de su generación propia y que en varios de los meses le ha permitido colocar energía sobrante en bolsa de energía y obtener incluso ganancias adicionales.

El esquema establecido por la empresa se mantiene sin problemas hasta el 31 de diciembre de la presente vigencia, situación distinta se vislumbra para el 2015, ya que la empresa en la actualidad no tiene celebrado un contrato con generador y/o comercializador que respalde la demanda de la empresa. La situación tiene su origen en que a la fecha CEDENAR S.A. ESP no ha obtenido la autorización por parte del Ministerio de Hacienda para comprometer vigencias futuras (elecciones y posibilidad de cambio de gobierno) en las licitaciones que pretende expedir y de esta manera obtener proponentes para suministro de energía para los años 2015 y siguientes.

4.4.3. Usuarios No Regulados

1. Se revisa la oferta mercantil enviada al usuario UNICENTRO AREAS COMUNES para el año 2014 y se verifica que este es el modelo para realizar a los usuarios no regulados la oferta de suministro de energía.
2. Se observa el oficio de aceptación de la oferta mercantil por parte del usuario UNICENTRO AREAS COMUNES, con el cual tramita ante XM la inscripción o renovación de la frontera comercial.
3. Se describe el proceso que se realiza ante XM para realizar el registro o renovación de la frontera comercial de acuerdo al precio y tiempo pactado.
4. Se revisa oficio registro enviado por parte del XM, donde se describe la frontera comercial renovada su código y el periodo de inicio y fin del contrato.
5. Se describe los usuarios no regulados que actualmente atiende CEDENAR S.A. ESP.

6. Se observa el control de la tarifa y consumo de los usuarios no regulados.

4.4.4. Descripción de las actividades y estructura atención ciudadana

Con Base en la encuesta elaborada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, se obtuvo la siguiente información:

- ¿En cuales municipios del área de influencia de la empresa se cuenta con oficina de atención comercial?

En las 7 ciudades más importantes del departamento se encuentran las oficinas principales y en 51 municipios se cuenta con oficinas de atención al usuario.

- En las Oficinas de Atención Comercial, ¿se lleva una detallada relación de las peticiones y recursos presentados y del trámite y las respuestas que se dieron?

Se cuenta con un control en el sistema de comercial y los responsables de las PQRs tienen su autocontrol y metas que cumplir

- ¿En cuales municipios del área de influencia de la empresa se cuenta con punto de atención comercial? Punto Autorizado de pago.

Hay 49 puntos de pago en todo el departamento y se relacionan cada uno. Adicional almacenes y supermercados de cadena, bancos, redban, Internet. Los puntos de atención comercial son los mismos de atención al usuario.

- ¿En cuales municipios del área de influencia de la Empresa se atiende a través de Oficina Móvil?

Se cuenta con una programación que cubre gran parte del departamento.

- ¿Cuánto tiempo en promedio le toma a un usuario para el inicio de la atención, luego de asignársele el turno de espera?

A diciembre 2013, 33 minutos; a Mayo 2014, 26 minutos.

- ¿Cuánto tiempo en promedio le toma a un usuario la atención por parte del funcionario de la empresa?

A diciembre 2013, 5.30 minutos; a Mayo 2014, 4 minutos.

- ¿Cuánto es el tiempo total que en promedio le toma a un usuario su estadía en oficina, punto de atención u oficina móvil para que le sea resuelta su solicitud?

A Diciembre 2013, 38.30 minutos; a mayo 2014, 30 minutos.

- ¿Qué tipo de acciones adelanta la empresa para dar un ambiente de agradabilidad en la oficina de atención, punto de atención u oficina móvil?

La actitud del personal al atender al usuario, la agilidad en dar una solución, físicamente se cuenta en las sedes principales con televisor, dispensador de turnos para una mejor organización y se da la posibilidad de consultar al 115 sin turno. Se cuenta con un computador para el duplicado de facturas sin turno y otro para generar recibos con saldo cartera por pago extemporáneo.

- ¿Qué tipo de acciones adelanta la empresa para asegurar un trato digno y amable a usuarios por parte de los funcionarios en las oficinas de atención, puntos de atención u oficinas móviles?

Acompañamiento por comité de control social, personeros en los municipios. Acompañamiento de la SSPD. Y la capacitación permanente a los trabajadores sobre la atención al usuario.

- ¿Existe y facilitan copia del CCU?

Si existe copia del CCU, se entregó a todo el departamento una copia con el medio masivo que es el Diario del SUR, se encuentra en la página www.cedemar.com.co y en físico en las oficinas.

- ¿Qué tipo de acciones adelanta la empresa para asegurar un adecuado grado de conocimiento e idoneidad por parte de los funcionarios en las oficinas de atención, puntos de atención u oficinas móviles?

Capacitación permanente es un punto importante en el plan estratégico de la empresa y compromiso del plan de la contraloría.

- ¿Aviso de interrupciones?

La empresa da aviso de eventos programados a usuarios industriales - que pasa para el sector residencial-con anterioridad no mayor de 72 horas.

- Si vía radial y se publica en la página Web de la empresa, con perifoneo. Y se aplica el esquema de Incentivos y Compensaciones.

4.5. Subsidios y Contribuciones

Los Subsidios en el 2013 disminuyeron en un 3.6% respecto a los otorgados en el año 2012; en pesos corresponde a una disminución de \$2.037,3 Millones, disminución que obedece en gran medida a la nivelación del Costo Unitario en el año 2013 y por ende a la baja en los porcentajes de Subsidios otorgados, como se puede observar en este cuadro:

4.5.1. Costos Unitarios y Porcentajes de Subsidio- Promedios

Tabla. 4.5.1. COSTOS UNITARIOS Y PORCENTAJES DE SUBSIDIO- PROMEDIOS

AÑO	Promedio 2011	Promedio 2012	Promedio 2013
CU APLICADO	\$ 414.63	\$ 439.65	\$ 428.28
% Sub Estrato 1	59.9%	60.0%	57.5%
% Sub Estrato 2	49.9%	50.0%	46.9%

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

No obstante cabe resaltar que los Giros del FSSRI en el 2013 aumentaron en un 8.2% que significó pasar de un déficit acumulado anual de \$10.391 millones en el año 2012 a un déficit acumulado anual a 31 de Diciembre de 2013 de \$454.7 millones que en definitiva favorece la caja de la empresa.

En el siguiente cuadro se observa la Conciliación de Subsidios y Contribuciones que se presenta ante el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución del Ingreso, FSSRI, con el comportamiento por ítem del Año 2012 acumulado versus el Año 2013 por trimestres.

Tabla. 4.5.2. CONCILIACIONES DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES (EXPRESADA EN MILLONES DE PESOS)

DESCRIPCIÓN	TOTAL 2012	1er Trim- 2013	2do Trim- 2013	3er Trim- 2013	4to Trim- 2013	TOTAL 2013	Var.Anual (%)
Subsidios	(56,663.0)	(14,720.6)	(13,210.1)	(13,612.5)	(13,082.5)	(54,625.7)	-3.6%
Contribuciones Facturadas	6,775.0	1,695.2	1,681.1	1,701.4	1,644.8	6,722.4	-0.8%
Recuperación de Cartera Contribuciones	42.0	2.5	10.8	7.2	8.6	29.1	-30.8%
Contribuciones No Recaudadas > 6 meses	(58.0)	(10.8)	(17.2)	(14.1)	(8.9)	(51.0)	-12.0%
Giros Otros Comercializadores	1,636.0	376.0	399.7	421.8	224.9	1,422.4	-13.1%
Aportes de la Nación	52,152.0	10,379.0	12,669.0	13,247.9	20,143.2	56,439.1	8.2%
Déficit/Superávit por trimestre		(2,278.7)	1,533.2	1,751.7	8,930.0		

Déficit acumulado por Año	(10,391.0)					(454.74)	
---------------------------	------------	--	--	--	--	----------	--

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

4.5.3. Fondo de Energía Social (FOES)

El artículo 103 de la Ley 1450 de 2011 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2011-2014 da continuidad al Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir a partir del 2011 hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio/hora del valor de la energía eléctrica destinada al Consumo de Subsistencia de los usuarios Residenciales de los Estratos 1 y 2 pertenecientes a las Zonas Especiales: Barrios Subnormales; Áreas Rurales de Menor Desarrollo y Zonas de Difícil Gestión.

Particularmente en el año 2013 el Fondo de Energía Social giró puntualmente los valores mensuales llegando a una cifra de \$5.686.8 millones. También realizó giros adicionales en los meses de Septiembre y Diciembre de 2013 correspondientes al reconocimiento de valores adeudados del periodo comprendido entre Agosto de 2010 y octubre 2011 para Barrios Subnormales. Se presenta la relación de estos giros en el siguiente cuadro:

Tabla. 4.5.3. Giros Recibidos por Concepto FOES- Año 2013

MES DE GIRO	PERIODO CONSUMO RECONOCIDO EN LA RESOLUCION	\$/KW H	VALOR. Mill	KWHS RECONOCIDOS
ene-13	nov-12	46.00	352.07	7.65
feb-13	dic-12	46.00	357.58	7.77
mar-13	ene-13	46.00	368.98	8.02
abr-13	feb-13	46.00	378.74	8.23
may-13	mar-13	46.00	348.66	7.58
jun-13	abr-13	46.00	420.75	9.15
jul-13	may-13	46.00	361.16	7.85
jul-13	jun-13	46.00	358.76	7.80
sep-13	sep2010 a oct2011	42.07	1,239.49	29.46
sep-13	jul-13	46.00	418.21	9.09
oct-13	ago-13	46.00	359.07	7.81
nov-13	sep-13	46.00	346.31	7.53
dic-13	oct-13	46.00	341.91	7.43
dic-13	ago-10	16.48	35.08	2.13
TOTALES			5,686.79	127.51

Esta cifra total representa un incremento del 30.6% (\$1.333 millones) respecto a los giros recibidos en el año 2012 que fueron de \$4.353,8 millones de pesos.

4.5.4. Municipios y Usuarios Beneficiados por el Fondo de Energía Social

De acuerdo al Decreto 0111 de 2012 que reglamenta el Fondo de Energía Social – FOES, CEDENAR S.A. ESP. reportó al Ministerio de Minas y Energía y registró ante el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, SUI un total de 127.826 usuarios como beneficiados de éste Fondo

Respecto al año anterior que fueron 130,643, se observa una leve disminución de 2.817 usuarios que obedece principalmente a la estricta aplicación de las condiciones estipuladas en la Normatividad vigente.

4.5.5. Comportamiento y Gestión de Cartera Vencida

La cartera vencida mayor a 60 días de la Empresa, terminó en el año 2013 en \$59.551 millones; en esta cartera se incluye Capital, Recargos por mora, los valores financiados a través de coda 1, Coda 2 y Coda 3 (Cobro Diferido Automático), los recargos generados por estos planes y los recargos de otros créditos realizados. La cartera de Zona Pacífico asciende a \$53.035 millones, representando el 89.6% de la cartera de CEDENAR S.A. ESP. Los recargos por mora representan el 8.97% (\$5.342 millones) de la cartera vencida, presentando una variación del 2.32% (\$120 millones) con respecto a Diciembre de 2012 cuya cartera por este concepto ascendía a \$5221 millones.

Las estrategias para recuperar y estabilizar la Cartera que ha implementado la Subgerencia Comercial conjuntamente con la División de Cartera, Zonas y Seccionales con el aval de la Gerencia y la Junta Directiva se fundamentan principalmente en la suspensión del servicio de energía a los usuarios morosos, depuración contable y en algunas Zonas el Cobro Jurídico.

Persiste y se incrementa mes a mes la cartera de la zona Pacífico; en el año 2012 terminó en \$53.0351 millones representando el 89.06% del total de cartera de la empresa. Las características socioeconómicas y de orden público de la zona no han permitido obtener resultados satisfactorios a pesar de la suspensión del servicio, depuración y castigo de cartera que en este año fue de \$413 millones. La implementación en años anteriores de planes agresivos como CODA I, CODA II y CODA III (Cobro Diferido automático) fueron aplicados de la siguiente manera: el primero hasta 10 años, el segundo con cuotas de \$5,000 para estratos 1 al 3 y, \$10,000 para estrato 4 independiente de la extensión del número de cuotas por varios años y el tercero con cuotas de \$2,000 para estratos 1 y de barrios subnormales \$5,000 y \$10,000 para usuarios de estrato 2 y 3 o usuarios de estrato 1 y barrios subnormales con deudas mayores o iguales a \$2,000,000; lo anterior independiente de la extensión del número de cuotas por varios años. Adicionalmente en los municipios de Barbacoas, Magui y Roberto Payan la implementación de acuerdos comunitarios y contratación de la gestión comercial se hizo a través de una Mipyme.

El comportamiento y la variación de la cartera vencida > 60 días por Zonas y Seccionales, es la siguiente:

4.5.6. Créditos Otorgados y Plan CODA (Cobro Diferido Automático)

A Diciembre 31 de 2013 se tienen 77.843 créditos activos por todo concepto (Coda, medidores, matriculas, energía dejada de facturar, servicios y retie), por un valor financiado total de \$34.370 millones de los cuales se han facturado \$10.286 millones y se han recaudado \$10.008 millones, es decir, el 97.29% del valor facturado.

Tabla. 4.5.1. Comportamiento de los Créditos Activos a 31 de Diciembre de 2013

Valor millones \$

ZONA O SECCIONAL	No. CRÉDITOS	No. USUARIOS	VALOR FINANCIADO	VALOR FACTURADO	VALOR PAGADO	% RECAUDO
Centro	20.683	19.727	7.310	3.114	3.047	97,87%
Ipiales	7.484	7.431	2.539	1.131	1.075	95,04%
Túquerres	4.507	4.435	1.175	468	460	98,34%
La Unión	10.240	9.410	2.625	1.285	1.265	98,41%
Cordillera	1.149	1.144	768	295	288	97,72%
San Pablo	3.562	3.028	1.053	459	445	96,94%
La Cruz	6.938	6.283	1.353	679	667	98,23%
Occidente	10.694	10.488	2.600	1.103	1.085	98,35%
Pacífico	12.586	12.244	14.947	1.753	1.676	95,63%
TOTAL	77.843	74.190	34.370	10.286	10.008	97,29%

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

En el Plan CODA (Cobro Diferido Automático), se encuentran activos 5.417 usuarios cumplidos, 62 en Coda, 370 usuarios en CODA2 y 4.985 en CODA 3, así:

Tabla. 4.5.2. Comportamiento De Los Cobros Diferidos Automáticos – CODA – 31 dic 2013.

ZONA O SECCIONAL	No. CRÉDITOS	No. USUARIOS	VALOR FINANCIADO	VALOR FACTURADO	VALOR PAGADO	% RECAUDO
CODA	62	62	76.910.825	72.529.629	72.257.002	93,95%
CODA2	370	370	440.950.693	162.480.244	161.169.534	36,55%
CODA3	4.985	4.984	8.146.556.447	241.174.537	221.178.242	2,71%
TOTAL	5.417	5.416	8.664.417.965	476.184.410	454.604.778	5,25%

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

4.6. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.6. Se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2012 y 2013, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Estrato/Uso	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	28.763.746.589	33.511.212.774
Estrato 2	16.749.829.020	18.821.913.752
Estrato 3	1.956.835.931	2.337.909.845
Total Subsidios	47.470.411.540	54.671.036.371
Estrato 4	8.351	35.607
Estrato 5	315.529.327	360.074.869
Estrato 6	2.217.271	1.392.351
Industrial	637.813.055	582.416.232
Comercial	5.179.561.028	5.632.221.641
Otros	132.575.091	173.706.477
Total Contribuciones	6.267.704.123	6.749.847.177
Deficit	41.202.707.417	47.921.189.194

Fuente: SUI

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

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 16%, cerca de \$6.718 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$54.671 millones, de los cuales el 34% (\$18.821 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, 61% al estrato 1 (\$33.511 millones) y por último, 4% a los usuarios del estrato 3 (\$2.337 millones). Además facturó contribuciones por un valor total de \$6.749 millones los cuales fueron en su mayoría (83%) del sector comercial (\$5.632 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 5% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$47.921 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$54.671 millones y recaudar un total de \$6.749 millones por concepto de contribución.

4.8. Peticiones, Quejas y Reclamos

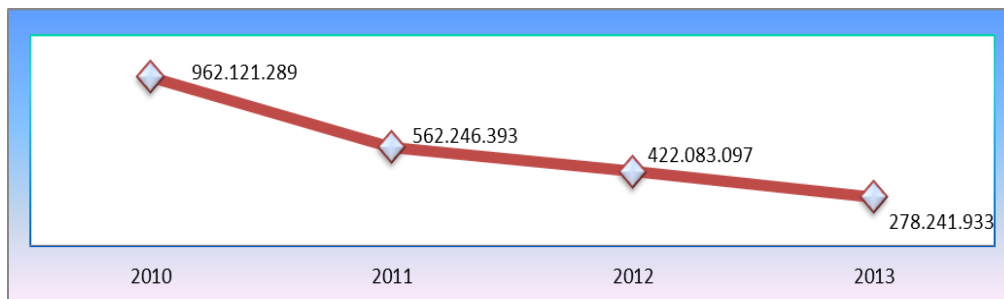
4.8.1. Aspectos Generales y Logísticos

- CEDENAR S.A. ESP. tiene una sala de atención al cliente para reclamos de energía de forma presencial ubicada en la Carrera 28 # 13-65 Bomboná y para el tema de matrículas y Pérdidas en la Avenida los estudiantes.
- Se lleva una relación detallada de las solicitudes, reclamos, quejas, recursos a través del Sistema Comercial SUPERNOVA.
- Cuenta con diferentes puntos de pago, bancos, Almacenes de Cadena, RED MULTICOLOR, Botón PSE, Servipagos, Servivarios.
- CEDENAR S.A. ESP. cuenta con dos oficinas móvil, con las cuáles se presta una atención integral (PQR, matrículas, revisiones técnicas, recaudo). El objetivo de tener mayor cobertura de atención con la unidad móvil en menor número de brigadas de atención integral se refleja en las estadísticas en el año 2012, 27 brigadas y 6.232 usuarios en el 2013, 34 brigadas y se atendieron 11.287 usuarios. Además de la atención se cuenta con la presencia de los socializadores, que concientizan con capacitación de manera didáctica sobre el uso racional de la energía y se incentiva con la entrega de un bombillo ahorrador también se lleva un grupo de recreacionistas para los niños y con títeres y juegos enseñan la importancia del ahorro de energía y se motiva con kits escolares y/o refrigerios.
- Cuenta con 9 oficinas estructuradas con personal idóneo y con todas las herramientas tecnológicas así: la Zona Centro la principal Pasto, en la Zona SUR, en Túquerres e Ipiales, Zona Norte 3, San Pablo, La Unión, La Cruz y Pacífico 2 en Tumaco y en los demás municipios se cuenta con oficina de Atención al Usuario dónde se recepciona los reclamos y en aquellos que se tiene dificultad de mensajería nos apoyamos con los personeros con el aval de la SSPD.
- Además, cuenta con Contact Center, línea 115, para PQR y Reporte de Daños, cubre todo el departamento. En horario para PQR de 7 a.m. a 7 p.m. de lunes a Sábado y la atención de daños las 24 horas toda la semana.
- Buzón de peticiones, quejas y reclamos en las 9 oficinas principales y en la página Web www.cedenar.com.co.
- CEDENAR S.A. ESP.: De Junio a Diciembre del 2013, tomó medidas para disminuir las PQR Verbales y se compara con el segundo semestre del 2012 se obtiene: 2013 promedio 7.652 PQR's atendidas y 2012 3.813 PQR's. Con efectividad del 50%, la meta seguir este plan de disminuir los reclamos.
- CEDENAR S.A. ESP cuenta con un buzón de sugerencias a través del cual los usuarios del servicio pueden presentar sus quejas y sugerencias o reclamaciones por considerar haber recibido un trato indebido, así mismo se realiza retroalimentación y capacitación al personal de atención sobre el trato al cliente difícil y protocolo de comunicaciones con los usuarios.

- En la sala de atención al cliente de la zona CENTRO se cuenta con un calificador de la atención percibida, donde 1 es malo, 2 es regular, 3 es bueno y 4 es excelente, de esta forma se realiza seguimiento al indicador de la calidad de atención percibida, ver fotografía del portal de calificación. La calificación promedio obtenida en lo corrido del 2014 es buena.
- CEDENAR S.A. ESP posee copia física y digital del CCU, así mismo este se encuentra publicado en la página Web www.cedenar.com.co.
- Se cuenta con cronograma de capacitación de los trabajadores CEDENAR S.A. ESP., se hace claridad que diariamente se presta la asesoría técnica, jurídica a los trabajadores del área de Gestión Clientes.

4.8.2 Evolución Valor Ajustes a Favor del Usuario 2010-2013 (Pesos)

Tabla. 4.8.1. Ajustes a favor del usuario.



Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

Los controles y medidas administrativas adoptadas desde el 2011, se reflejan en los resultados obtenidos: 2013 con respecto al 2010 disminuyó un 246%, con el 2011 un 102% y con el 2012 un 52%.

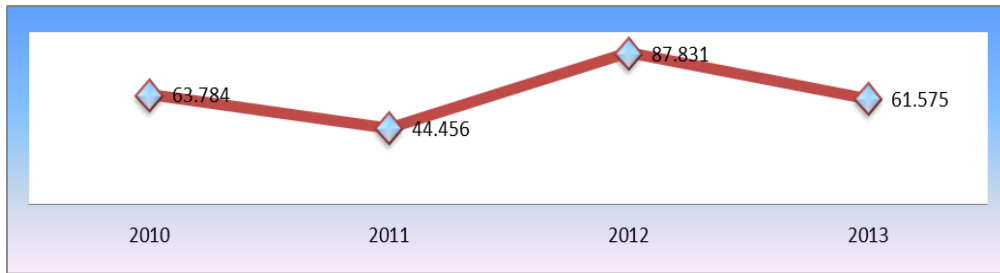
NOTA:

No se contabiliza: En 2012 tres ajustes atípicos vigencia 2010 de una acción popular por \$ 243.480.956.

En 2013 cuatro ajustes por error de digitación y uno de vigencia anterior por \$ 747.993.476.

4.8.3. Comparativo PQR's 2010- 2013

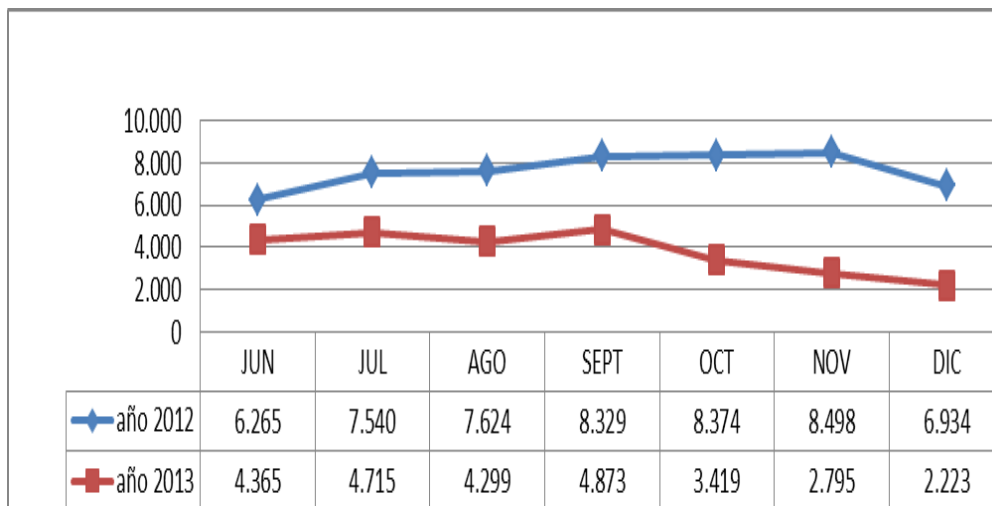
Tabla. 4.8.2. Evolución PQR's.



Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

Frente al incremento del número de reclamos en el año 2012, el área de Gestión Comercial de la empresa tomó medidas que se aplicaron desde Junio a Diciembre del 2013 y los resultados se comparan con el mismo periodo del 2012, obteniendo una efectividad de un 50% en el promedio mes de PQR's, que paso de 6.934 en 2012 a 2.223 en el 2013.

Tabla. 4.8.3. COMPARATIVO RECLAMOS VERBALES JUNIO A DIC 2012 – 2013.

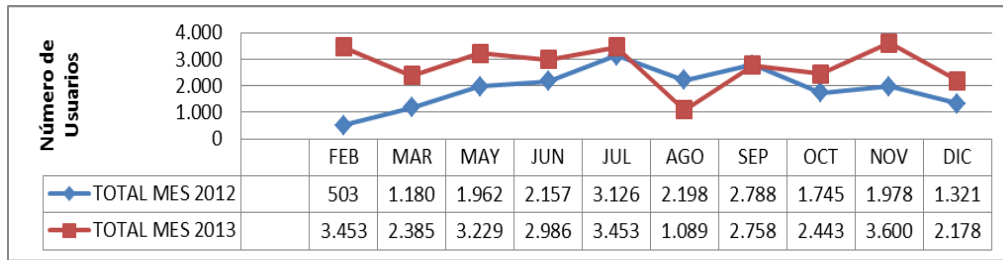


Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

Comparando todo el año del 2013 y 2012, se obtiene una reducción del 30%.

4.8.4. Comparativo Atención Al Usuario en el Contact Center (CC). 2012-2013.

Tabla. 4.8.4. Comparativo de PQR's Vía Contact Center.



Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

El objetivo de GC de difundir la atención inmediata a través del CC se cumplió. El incremento de llamadas de en el 2013 fue de 13.060 que representa un crecimiento del 38% con respecto al 2012.

Además en Abril (**) se probó la capacidad de atención del CC y su personal, ésta fue de un 100%, no se registró llamadas abandonadas, se atendieron 4.434 teniendo como promedio 2.757.

El plan de Acción conjunto con la Subgerencia de Distribución fue el adecuado a la emergencia presentada.

El CC pasa de un promedio mensual 1.723 en el 2012 a 2.507 en el 2013.

Enero 2013 no tiene elemento de comparación en el 2012, porque el Contact Center inicio el 30 de Enero/2012.

No se toma Abril, por el incendio de los gabinetes de control de la Subestación Pasto. El decremento en Agosto fue por los paros y dos festivos que afectó la atención del Contact Center.

4.8.5. Comparativo Silencios Administrativos Positivos (SAPS)

El trabajo en equipo del grupo de reclamos escritos y las medidas de GC se ve reflejado en la reducción de las sanciones confirmadas.

En el 2012 un total de 7 Sanciones, de los cuáles 4 son de GC, 2 por tardía entrega de la respuesta del derecho de petición por la empresa de Correspondencia ENVÍA y una pendiente por definir en SSPD.

En el 2013 cero (0) sanciones y una pendiente por resolver en la SSPD, que se espera resultado favorable para CEDENAR S.A. ESP. porque según expediente se contestó en términos de ley.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	9%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	72	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	151	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	19	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	2,02	Cumple

La empresa no cumple con dos de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012; dentro de estos indicadores el que se encuentra más crítico es el de rotación de cuentas por cobrar

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La evaluación integral se realiza, con base en la información del plan contable Servicio de energía sistema interconectado nacional (SIN), excluyendo la información de las Zonas no Interconectadas (ZNI), por estas manejar otros referentes, asignados a su grupo, establecidos en la resolución CREG 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004.

El auditor en su informe de viabilidad financiera concluye:

“Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cuatro años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de Cedenar.”

La empresa presenta un indicador de razón corriente favorable, lo que refleja, que tiene la caja suficiente para operar el servicio de energía.

Una deficiencia que muestra la compañía es el recaudo de cartera, evidenciado por la alta rotación de cuentas por cobrar.

La empresa muestra un margen operacional por debajo del referente del mercado, no obstante con relación a la vigencia anterior demuestra un ascenso en 2 puntos.

La mayor parte del endeudamiento, está basado en la provisión que se genera para el cumplimiento de sus obligaciones pensionales.

La evaluación e inspección de aspectos comerciales y de atención al ciudadano para el servicio público domiciliario de energía, radica en la revisión de los mecanismos

utilizados por la compañía para el acercamiento y sensibilización de los usuarios en temas relacionados con el conocimiento de sus derechos y deberes, proyectos de uso racional de energía, puntos de atención y pago, acercamientos con líderes comunales y vocales de control.

De acuerdo con lo anterior se inicia revisión del proceso de atención al cliente, para lo que se tienen las siguientes observaciones de acuerdo con el formato de entrevista realizado:

En el aspecto de infraestructura locativa, medios de acceso y facilidad al usuario para atender sus peticiones, quejas y recursos, se concluye que cuenta con unas instalaciones adecuadas y con las herramientas tecnológicas para prestar un buen servicio.

En cuanto a la organización, estructura, asesores de atención ciudadana, perfiles, capacitación, se observó una metodológica, estricta y constante actualización en aras de satisfacer las necesidades del usuario de las ciudades visitadas.

Se informa actualmente la problemática que tiene CEDENAR S.A. ESP., para realizar la compra de energía para los años 2015 y 2016, se han realizado todos los trámites necesarios para la autorización de vigencias futuras excepcionales desde el mes junio del año 2013, el Ministerio de Minas y Energía en su oportunidad emitió el concepto técnico económico favorable para continuar con el trámite ante el Ministerio de Hacienda y Crédito, Dirección de Presupuesto Público Nacional, sin embargo esta Dependencia ha manifestado que con base al artículo 11 de la ley 819 de 2013 se abstiene de gestionar ante el CONFIS la solicitud presentada por CEDENAR S.A. ESP. para vigencias futuras excepcionales para la compra de energía con destino al mercado regulado y no regulado para los años 2015 y 2016.

Teniendo en cuenta lo anterior y por las implicaciones financieras para la empresa y de impacto social y económico para los usuarios, se ha insistido en diferentes instancias del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, sin que hasta el momento haya una respuesta favorable, trayendo como consecuencia que no adelante en forma oportuna el proceso de licitación a través de concurso público para la compra de energía para los años 2015 y 2016.

La estructura del grupo comercial en toda su escala, los coordinadores de estos, los diferentes sectores en que se organiza la empresa y la preocupación de CEDENAR S.A. ESP, por el constante monitoreo, supervisión y asesoramiento no dejan duda del compromiso de las directivas para con sus subordinados y el impacto en el bienestar, conocimiento y eficiencia en las soluciones brindadas al usuario.

En síntesis, no se debe dejar de realizar seguimiento y observar los logros de CEDENAR S.A. ESP, para que su sostenibilidad y mejoramiento cada día se supere.

En cada aspecto analizado, observado y consultado con CEDENAR S.A. ESP., se observa organización en sus procesos, capacitación constante y conocimiento de los diferentes niveles de asesoría con que cuentan los usuarios.

Se recomienda continuar con las buenas prácticas organizativas, en busca de la continua y rápida solución a las necesidades de los usuarios.

Se considera de especial atención el seguimiento a la situación de compra de energía para el 2015, debido a que no se ha podido realizar el trámite para obtener el suministro de energía para este año y siguientes.

En aspectos tarifarios se concluye que:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$419.9/kWh.

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía, los cargos de distribución y comercialización CV. Dado que junto con el transporte TM las pérdidas PR y las Restricciones RM son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las componentes de Distribución Dt y Generación G.

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$47.921 millones.