

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A.
E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, junio de 2011**

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

ANÁLISIS 2010

Auditor Externo: SOLUCIONES Y CONSULTORIAS INFORMÁTICAS LTDA

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Cednar es una empresa del Sistema Interconectado Nacional que suministra el servicio de energía eléctrica en las actividades de distribución y comercialización en el Departamento de Nariño. Adicionalmente, desarrolla las actividades de generación, distribución y comercialización de energía en algunos municipios de la Zona No Interconectada según el Registro de Prestadores de Servicios Públicos -RUPS-.

1.1 OBJETO SOCIAL

Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. -CEDENAR- es una sociedad que tiene por objeto la "(...) prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, distribución y comercialización (...)", según certificada de Cámara de Comercio de Pasto de marzo de 2009.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

Durante el año 2011 se detectaron como los hechos financieros más importantes de la compañía los siguientes:

- Un crecimiento del 7% de los ingresos operacionales.
- El Ebitda se redujo en un 31% por efecto de un crecimiento en la participación de ellos costos de operación sobre ingresos operacionales.
- Se obtuvieron utilidades operacionales de \$2.808 millones y utilidades netas de \$1.898 millones.
- De los cinco referentes de gestión establecidos a través de la Resolución Creg 034 de 2004, la empresa cumple la razón corriente, la rotación de cuentas por pagar y la cobertura de intereses. Se observa una gestión crítica del indicador de margen operacional.

2.1 ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales crecieron un 7% al pasar de \$210.863 millones a \$224.603 millones. La compañía ocupa la posición número 10 en el valor de los ingresos, entre 12 empresas Generadoras Distribuidoras Comercializadoras. El comportamiento de los ingresos ha sido de crecimiento constante presentando una variación del 15% entre 2008 y 2009.

Los costos operacionales elevaron su participación sobre ingresos operacionales del 78% al 82% con un valor de \$185.243 millones.

De acuerdo con el informe de gestión, el costo unitario de venta para el año 2010 se incrementó con base en la resolución CREG 168/2008, que permitía para la actividad de comercialización crear una senda de crecimiento del CU con un porcentaje fijo. En el año 2010 no se facturaron la totalidad de los costos de la prestación del servicio a los usuarios, creándose un saldo acumulado por facturar de \$3.324 millones.

En el año 2010 también ingresaron por ventas en bolsa \$5.065 millones. CEDENAR se encarga de la generación de energía de las zonas no interconectadas de los municipios de: Bocas de Satinga y Timbiqui en el departamento del Cauca y Puerto Leguizamo en el departamento de Putumayo.

Vale señalar que la empresa no presenta en forma separada al Sistema Único de Información las actividades del Sistema Interconectado Nacional y las de las Zonas No Interconectadas.

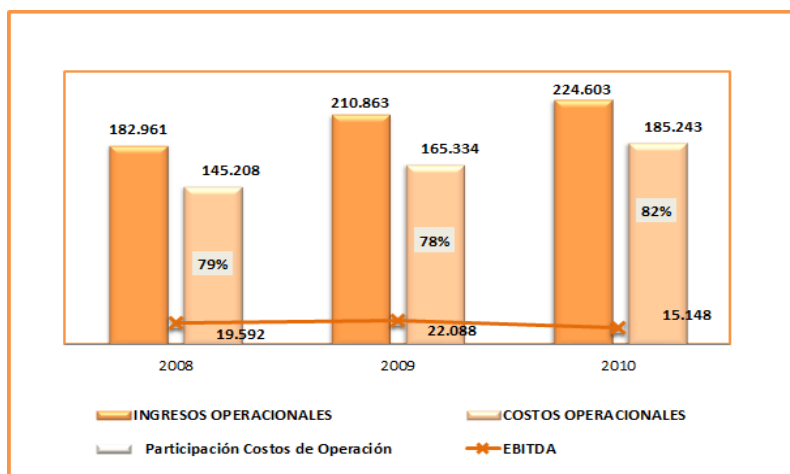
Cuadro 1. Estado de Resultados 2008 – 2010.

ESTADO DE RESULTADOS (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
PIB Energía Eléctrica	10.683.000	12.702.000	13.676.000	19%	8%
% Suministro de Energía dentro del Pib Total	2,22%	2,50%	2,50%		
Ingresos Operacionales Generadoras Distribuidoras Comercializadoras	7.472.582	8.028.296	8.684.200	7%	8%
Posición Compañía (Ranking 12 Empresas)	11	10	10		
INGRESOS OPERACIONALES	182.961	210.863	224.603	15%	7%
Generación	2.863	9.763	13.023	241%	33%
Transmisión	0	0	0		
Distribución	21.839	22.982	25.884	5%	13%
Comercialización	159.367	183.342	190.949	15%	4%
COSTOS OPERACIONALES	145.208	165.334	185.243	14%	12%
Participación Costos de Operación	79%	78%	82%	-1%	5%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	51.266	58.613	72.754	14%	24%
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	7.562	13.728	17.397	82%	27%
GASTOS OPERACIONALES	29.986	36.629	36.552	22%	0%
Gastos de Administración	21.106	24.502	26.188	16%	7%
Gastos Deprec, Amort, Provis, y Agotam.	8.880	12.127	10.365	37%	-15%
Participación Gastos de Administración	16%	17%	16%	6%	-6%
UTILIDADES OPERACIONALES	7.767	8.900	2.808	15%	-68%
EBITDA	19.592	22.088	15.148	13%	-31%
INGRESOS NO OPERACIONALES	2.176	96	779	-96%	714%
Financiación de Usuarios	832	39	31	-95%	-20%
Utilidades Método Participación y Dividendos	163	191	75	17%	-60%
GASTOS NO OPERACIONALES	922	3.743	1.916	306%	-49%
Gasto de Intereses	709	543	391	-23%	-28%
UTILIDADES NETAS	9.295	5.504	1.898	-41%	-66%

Fuente: SUI

El incremento en la participación de costos afectó la generación de flujo de caja operacional, registrando una disminución del 31% en el Ebitda al pasar de \$ 22.088 millones a \$15.148 millones.

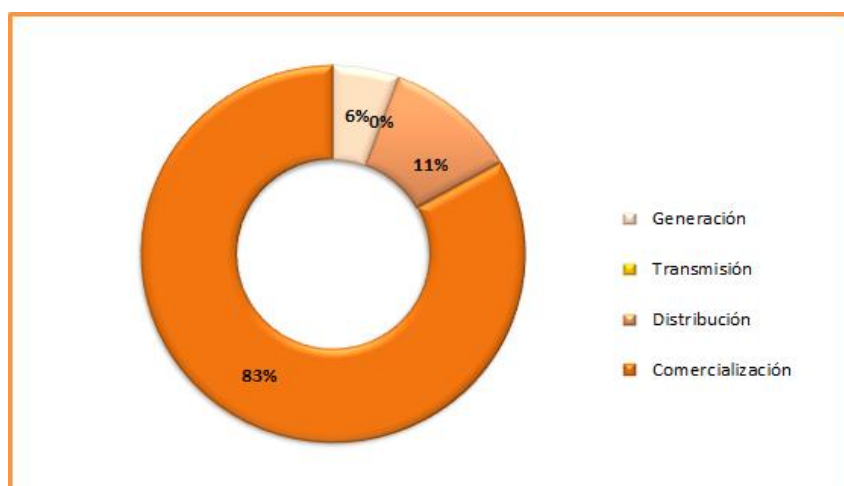
Gráfica 1. Ingresos Operacionales, Costos Operacionales y Ebitda 2008 - 2010.



Fuente: SUI

El gráfico 5 muestra la composición de ingresos de la empresa durante 2010, con una participación del 83% en Comercialización, 11% en Distribución y 6% en Generación.

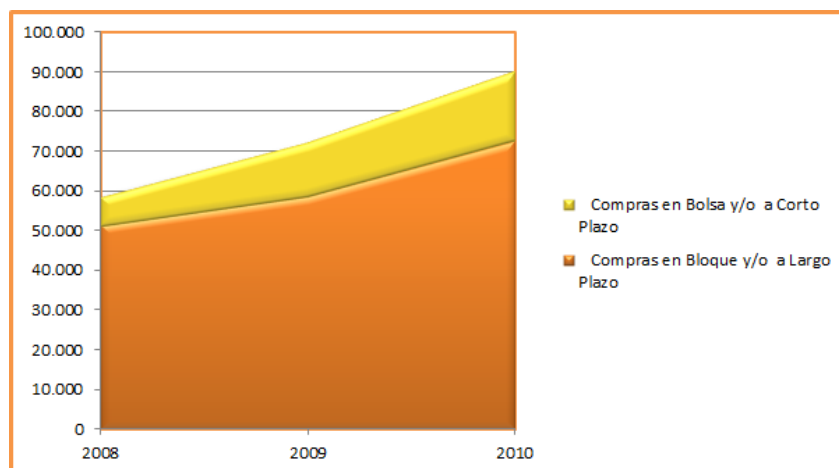
Gráfica 2. Composición de Ingresos Operacionales 2010.



Fuente: SUI

Las compras de energía en bolsa se incrementaron en un 27%, según muestra el gráfico 6, mientras que la energía por contratos creció en un 24%. Del total de las compras de energía registradas en 2010 por \$90.151 millones un 80.7% está representado en contratos y el 19,3% en bolsa.

Gráfica 3. Evolución de Compras de Energía 2008 - 2010.



Fuente: SUI

Los gastos operacionales, conformados por gastos administrativos y gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones tuvieron un comportamiento favorable al pasar de \$36.629 millones a \$36.552 millones. Pese a esto, es válido señalar que los gastos administrativos mantienen una participación crítica del 16% sobre los ingresos operacionales. Estos presentaron un incremento del 7% durante el período.

El aumento de los costos de operación fue determinante en la reducción de las utilidades operacionales, que pasaron de \$8.900 millones a \$2.808 millones. La contribución de los ingresos no operacionales al resultado final es irrelevante dado que su valor de \$779 millones (de intereses por depósitos en administración y financiación de usuarios) es inferior a los otros gastos de \$1.916 millones.

Estos gastos no operacionales de 2010 estuvieron conformados en particular por la contabilización de un pagaré firmado en el año 1993 al IPSE por financiación de deudas de energía.

Las utilidades netas del último año se redujeron en un 66% al pasar de \$5.504 millones a \$1.898 millones.

2.2 BALANCE GENERAL

En el último año los **Activos** de la empresa pasaron de \$ 360.182 millones a \$362.901 millones, registrando un incremento del 1%. La mayoría de las cuentas que conforman el activo corriente registran reducciones en el último año, excepto por las cuentas de deudores y otros activos.

Cuadro 2. Balance General

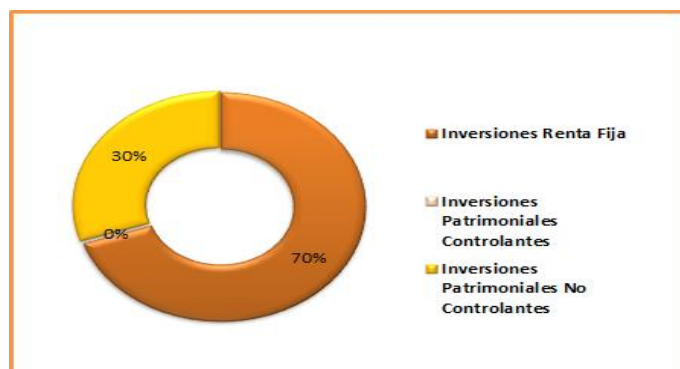
BALANCE GENERAL (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
Activos					
Generadoras					
Distribuidoras					
Comercializadoras	25.279.783	29.174.033	32.689.545	15,4%	12,1%
Posición Compañía (Ranking 12 Empresas)	10	12	11		
ACTIVO	364.425	360.182	362.901	-1%	1%
Activo Corriente	104.556	91.126	86.798	-13%	-5%
Disponible	24.182	11.387	10.614	-53%	-7%
Deudores	68.450	62.326	63.231	-9%	1%
Inversiones	4.163	5.769	3.872	39%	-33%
Otros Activos	2.070	4.938	5.058	139%	2%
Activo No Corriente	259.870	269.056	276.103	4%	2,6%
Propiedad, Planta y Equipo	81.525	87.726	86.719	8%	-1%
Inversiones	1.468	1.661	1.663	13%	0%
Otros Activos	168.708	168.585	169.456	0%	1%
Depreciación Acumulada	50.188	55.866	61.586	11%	10%
PASIVO	96.171	90.324	82.340	-6%	-9%
Pasivo Corriente	30.132	18.384	16.597	-39%	-10%
Obligaciones Financieras	0	0	0		
Cuentas por Pagar	16.659	8.256	5.932	-50%	-28%
Otros Pasivos	4.009	5.890	4.997	47%	-15%
Pasivo No Corriente	66.039	71.940	65.743	9%	-9%
Obligaciones Financieras	0	0	0		
Cuentas por Pagar	8.735	8.735	8.735		0%
Otros Pasivos	48.404	52.038	56.003	8%	8%
PATRIMONIO	268.254	269.858	280.561	1%	4%
Capital Suscrito y Pagado	91.348	91.348	91.671	0%	0%

Fuente: SUI

En los activos No corrientes se registró un aumento del 2,6% en el último año, mostrando un rezago frente al crecimiento del 4% obtenido entre 2008 y 2009. Los activos de propiedad, planta y equipo pasaron de \$87.726 millones a \$86.719 millones, mostrando que a pesar que si hubo inversiones de infraestructura, éstas fueron inferiores al efecto anual de la depreciación.

El crecimiento de 2010 en la cuenta de otros activos del 1% se debe a mayores gastos diferidos. Las inversiones corrientes y no corrientes de la empresa ascienden a \$5.535 millones concentradas principalmente en el corto plazo (\$3.872 millones), conformadas en un 70% por Certificados de Depósito a Término. La compañía registra un 30% de sus inversiones en compañías no controladas (Corfonar, Energas SA ESP, Electricaribe SA ESP, Enertolima SA ESP, SEPAL, Emgesa, EEDAS SA ESP.)

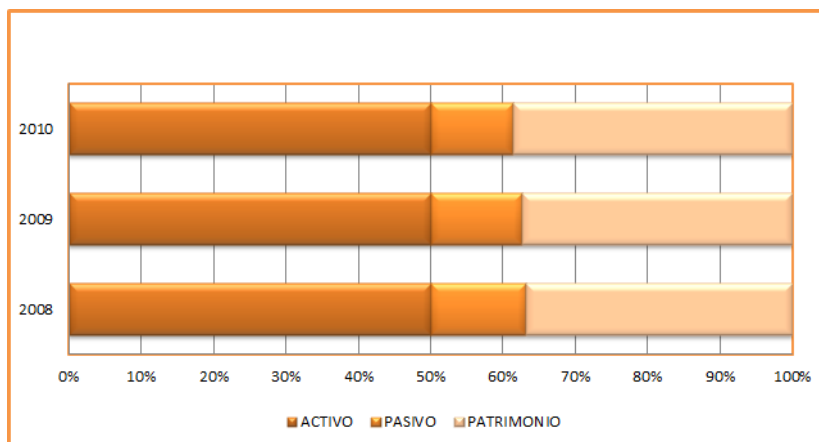
Gráfica 4. Composición de las Inversiones 2010.



Fuente: SUI

Los **Pasivos** de la compañía alcanzaron un valor de \$82.340 millones, obteniendo una participación del 23% dentro de la estructura de capital (Ver Gráfica 2). Con respecto al año anterior, la compañía registró una disminución del 9% de su deuda. Se encontró un incremento únicamente en la cuenta de los otros pasivos. Estos pasivos corresponden al recaudo que realiza CEDENAR por los convenios de alumbrado público celebrado con los municipios y por el recaudo de terceros recibido de los convenios para las zonas no interconectadas que se incorporaran al presupuesto, para adelantar las obras del plan de mejoramiento que se llevaran a cabo en las cinco centrales diesel a cargo de CEDENAR.

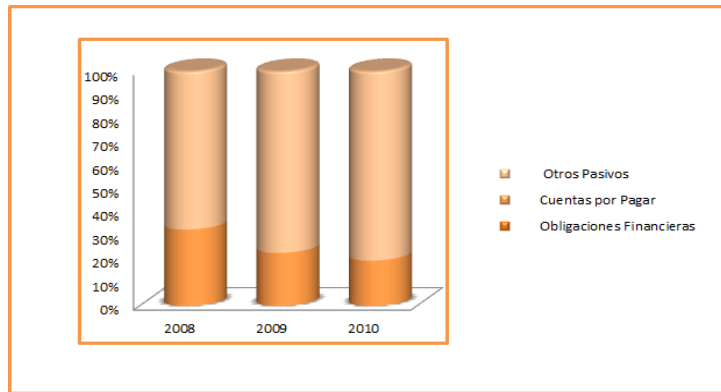
Gráfica 5. Estructura de Capital 2008-2010.



Fuente: SUI

La empresa registra operaciones de crédito público por valor de \$5.298 millones

Gráfica 6. Composición de la Deuda 2008-2010.



El **Patrimonio** presenta una variación del 4% al pasar de \$269.858 millones a \$280.561 millones. Este crecimiento se explica por las utilidades netas de 2010 y un aumento de las valorizaciones.

El capital suscrito y pagado presentó una ligera variación, pasando de \$91.348 millones a \$91.671 millones.

2.3 INDICADORES FINANCIEROS

En los indicadores financieros de la empresa se observa un bajo desempeño en los márgenes de operación en todos los años, y rentabilidades de activos y patrimonio. El aspecto de mayor atención de la compañía se concentra en la elevada carga operativa, tanto por los costos operacionales, como por los gastos, en particular los gastos administrativos.

El margen de operación del negocio (6,7%) es poco destacado en comparación con el obtenido de manera general por las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras - GDC (19%). Las rentabilidades de activos y patrimonio del 4,2% y 4,4% también están por debajo los promedios del grupo, equivalentes al 7% y 9%, respectivamente.

Cuadro 3. Indicadores Financieros 2008 – 2010.

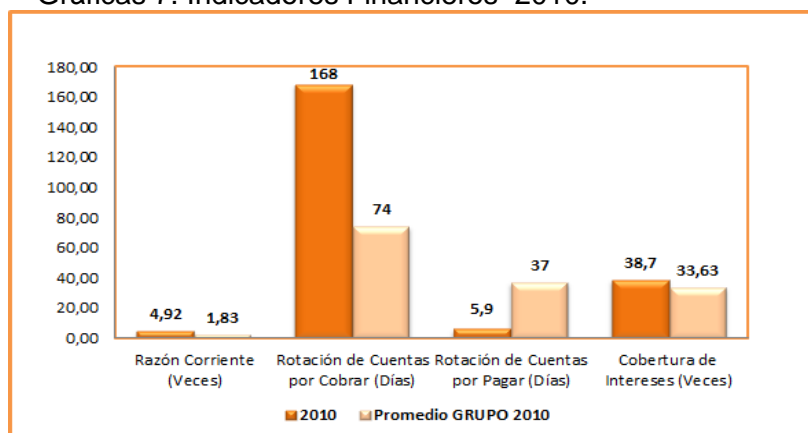
INDICADORES 034/2004	Liquidez y Gestión						Endeudamiento			Rentabilidad			
	Razón Corriente (Veces)	Capital de Trabajo (\$ millones)	Capital de Trabajo Neto (\$ millones)	Activo Corriente/ Activo Total (%)	Rotación de Cuentas por Cobrar (Días)	Rotación de Cuentas por Pagar (Días)	% Deuda Corriente / Pasivo Total (%)	Cobertura de Intereses (Veces)	Margen Operacional (%)	Rentabilidad de Activos ROA (%)	Rentabilidad del Patrimonio ROE (%)	Margen Neto (%)	
2008	3,40	104.556	73.577	28,7%	159,1	0,0	26%	31%	27,6	10,7%	5,4%	6,2%	5,1%
2009	4,69	91.126	69.345	25,3%	141	2,8	25%	20%	40,7	10,5%	6,1%	7,1%	2,6%
2010	4,92	86.798	63.951	23,9%	168	5,9	23%	20%	38,7	6,7%	4,2%	4,4%	0,8%
Promedio GRUPO 2010	1,83	2.568.357	nd	20%	74	37	30%	35%	33,63	19%	7%	9%	10%

Al contrario, la gestión de liquidez parece óptima con indicadores de la razón corriente de 4,92 veces, una participación del activos corriente sobre el activo total del 23,9% y un capital de trabajo de \$86.798 millones.

No obstante al revisar el indicador de la rotación de cuentas por cobrar se encontró que la compañía registra un tiempo crítico de recaudo de 168 días, lo que demuestra una capacidad relativa de conversión al efectivo de los activos corrientes.

En la rotación de cuentas por pagar la gestión es óptima no sólo respecto al referente, sino al promedio de 37 días obtenido por el grupo de las GDC.

Gráficas 7. Indicadores Financieros 2010.

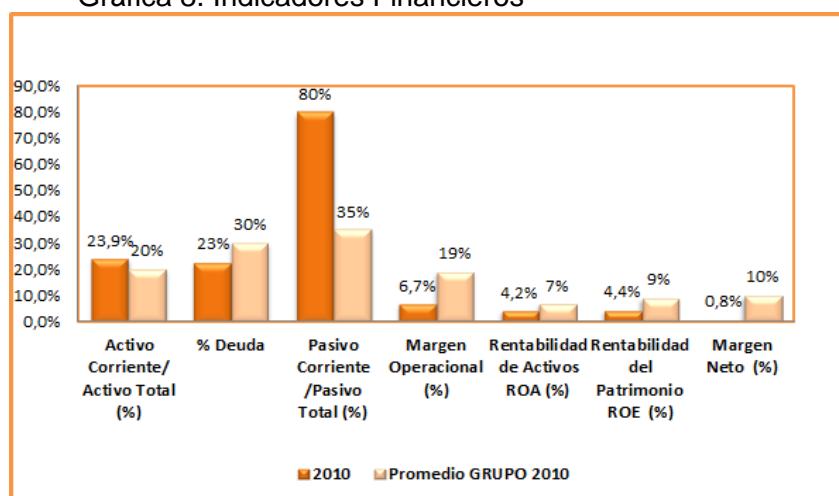


Fuente: SUI

El nivel de endeudamiento del 23% está por debajo del promedio de las GDC (30%) y la cobertura de intereses es eficiente en 38,7 veces, debido a la optimización de costos financieros a través de créditos de deuda pública.

El margen neto también refleja una posición débil con un resultado del 0,8% respecto al 10% obtenido en promedio por las empresas del grupo GDC.

Gráfica 8. Indicadores Financieros



Fuente: SUI

2.4 INDICADORES DE GESTIÓN

En la comparación con los referentes calculados a partir de la metodología de la Resolución Creg 034 de 2004, se obtuvo que la empresa cumple la rotación de cuentas por pagar, la cobertura de intereses y la razón corriente. Los resultados más críticos se ubican en el margen de operación y la rotación de cuentas por cobrar.

INDICADORES DE GESTIÓN	Margen Operacional	Cobertura de Intereses - Veces	Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	Rotación de Cuentas por Pagar - Días	Razón Corriente - Veces
Referente 2010	27,20%	6	58	45	2
Resultado 2010	6,7%	38,7	167,8	5,9	4,92

Del concepto de viabilidad de la firma AEGR se pudo extraer lo siguiente:

“Las variables utilizadas por CEDENAR S.A. ESP incorporan aspectos macroeconómicos relevantes para el desarrollo de sus actividades operativas y comerciales. consideramos que estas variables son razonables. lo cual permite que se soporte la viabilidad financiera de la empresa.

Los ingresos proyectados permiten a la Empresa mantener un margen operacional positivo. sin embargo cualquier cambio en la regulación tarifaria de la CREG. estos ingresos podrían ser afectados.

De acuerdo con las proyecciones financieras analizadas. la viabilidad financiera de CEDENAR S.A. ESP. no presenta riesgo para la continuidad de la prestación del servicio. teniendo en cuenta que se estiman aumentos en ingresos operacionales de la empresa. excedentes de caja y cumplimiento de obligaciones.

De acuerdo con el Código de Comercio para entrar en Causal de Disolución el patrimonio debería reducirse en un monto inferior al 50% del Capital Suscrito y Pagado de la Empresa, y teniendo en cuenta el artículo 19 de la Ley 142 de 1994 en su literal 12, considerando los resultados positivos arrojados por la gestión, se puede aducir que de acuerdo al periodo analizado no existen causales que puedan llevar a la empresa a la disolución.”

3 ASPECTOS TÉCNICO – OPERATIVOS

CEDENAR S.A. E.S.P. tiene como objeto principal la generación, transporte, operación y distribución de energía eléctrica en el departamento de Nariño, por lo tanto la división de operaciones se encarga de realizar anualmente un plan de diferentes actividades con el fin de realizar mantenimiento de manera preventiva, así como también si es el caso de manera correctiva en el sistema de redes de distribución de energía eléctrica. Este plan está sujeto a las necesidades propias del sistema.

4 ASPECTOS COMERCIALES

4.1 CONFORMACIÓN DEL MERCADO

El comportamiento del número de suscriptores en Cedenar S.A. E.S.P. A diciembre del 2010 comparado con la información de diciembre de 2009 es el reflejado en la siguiente tabla, donde se observan variaciones y número de usuarios residenciales por estrato y usuarios No Residenciales.

Número de Usuarios

SECTOR	2010	2009	Variación %
Estrato 1	160.861	153.253	4,96
Estrato 2	101.547	101.858	-0,31
Estrato 3	32.472	32.248	0,69
Estrato 4	10.460	10.046	4,12
Estrato 5	2.301	2.200	4,59
Estrato 6	19	21	-9,52
Total Residencial	307.660	299.626	2,68
Industrial	1.182	1.196	-1,17
Comercial	12.225	11.747	4,07
Oficial	1.843	1.885	-2,23
Otros	1.245	770	61,69
Total No Residencial	16.495	15.598	5,75
Total	324.155	315.224	2,83

Fuente: SUI

El mercado total atendido por la empresa Cedenar S.A. E.S.P. en el departamento de Nariño presentó un incremento del 2,83% durante el año 2010 en comparación con el año 2009, pasando de 315.224 a 324.155 usuarios.

Por otra parte, es importante resaltar que el 94,9% del total de usuarios atendidos por la empresa durante el año 2010 correspondieron a Residenciales y el 5,1% a usuarios No Residenciales. Así mismo, los usuarios ubicados en estrato 1 tienen una participación del 49,62% y los de estrato 2 del 31,32%.

Adicionalmente, se observa que el mayor crecimiento de usuarios se encontró en el sector otros con un incremento del 61,69% seguido del estrato uno con un 4,96%. Y la mayor disminución se presentó en el estrato 6 con un porcentaje del -9,52%.

4.2 NIVEL DE CONSUMO

CONSUMO USUARIOS (Kwh/mes) 2009 – 2010

SECTOR	2010	2009	Variación %
Estrato 1	145.754.262,25	144.926.424,42	0,57
Estrato 2	113.988.153,76	115.381.091,73	-1,21
Estrato 3	51.302.646,53	53.188.920,64	-3,55
Estrato 4	17.866.209,37	18.266.707,70	-2,19
Estrato 5	4.344.001,00	4.364.743,00	-0,48
Estrato 6	58.794,00	52.748,00	11,46
Total Residencial	333.314.066,91	336.180.635,49	-0,85
Industrial	8.937.402,07	9.583.988,32	-6,75
Comercial	68.474.531,34	67.082.061,52	2,08
Oficial	21.873.278,24	18.874.337,14	15,89
Otros	34.675.802,02	33.712.104,41	2,86
Total No Residencial	133.961.013,67	129.252.491,39	3,64
Total	467.275.080,58	465.433.126,88	0,40

Fuente: SUI

Los usuarios de Cedenar S.A. E.S.P. incrementaron su consumo en un 0,39% en el año 2010 con respecto al año 2009 indicando que el crecimiento del consumo se encuentra por debajo del porcentaje de crecimiento del número de usuarios, lo cual se puede explicar por la disminución del consumo de energía que se presentó en los

usuarios del estrato residencial 2 al 5 y el sector industrial.

El mayor crecimiento de consumo se presentó en los usuarios del sector oficial con un incremento del 15,89% seguido del estrato 6 con un incremento del 11,46%.

VALOR CONSUMO (\$) 2009 – 2010

SECTOR	2010	2009	Variación %
Estrato 1	56.596.942.696,00	53.864.114.883,00	5,07
Estrato 2	46.105.979.628,00	44.958.018.463,00	2,55
Estrato 3	20.737.187.193,00	20.748.891.472,00	-0,06
Estrato 4	7.202.374.999,00	7.105.503.352,00	1,36
Estrato 5	1.751.744.453,00	1.691.382.906,00	3,57
Estrato 6	23.759.380,00	20.662.004,00	14,99
Total Residencial	132.417.988.349,00	128.388.573.080,00	3,14
Industrial	3.464.321.769,00	2.974.214.629,00	16,48
Comercial	25.946.625.939,00	22.484.817.036,00	15,40
Oficial	7.232.462.213,00	5.708.821.040,00	26,69
Otros	11.089.521.868,00	9.565.281.578,00	15,94
Total No Residencial	47.732.931.789,00	40.733.134.283,00	17,18
Total	180.150.920.138,00	169.121.707.363,00	6,52

Fuente: SUI

Se evidencia un incremento del 6,52% en el costo total del consumo que se puede explicar debido a el efecto que ocasiona el incremento de los usuarios de estrato 6 y el sector oficial. Adicionalmente, el incremento mensual del Costo de Prestación de servicio -CU- incidió que se presentara un mayor valor en el crecimiento del costo del consumo en comparación con el crecimiento del consumo y los usuarios.

4.3 TARIFAS

Durante el año 2010 se presentó una variación de 2,33% del Costo de Prestación de Servicio -CU- aplicado entre el mes de enero y diciembre; no obstante, es importante mencionar que para los meses de enero a abril el CU calculado fue mayor al aplicado debido a que fue empleada la Resolución CREG 168 correspondiente a opción tarifaria con lo cual se traslada a los meses siguientes el costo descontado del CU calculado. En los meses de mayo y julio el valor del CU es igual tanto para el aplicado como para el calculado. Para los meses de agosto a diciembre se observa y evidencia la aplicación de la opción tarifaria Resolución CREG 168.

Así mismo, se observa el comportamiento que se ha presentado durante el año 2010 de las tarifas aplicadas a los estratos 1, 2 y 3 en la tabla de "tarifas aplicadas".

COMPONENTES TARIFARIOS 2010

PERIODO	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV	CUV_168
1	140,67	20,7878	27,55	136,73	88,11	13,87	427,71	392,19
2	126,64	21,32	25,14	139,39	88,78	17,92	419,18	398,08
3	134,66	22,58	26,74	137,75	89,34	12,08	423,13	404,05
4	134,69	20,62	26,48	136,83	89,72	2,85	411,2	406,07
5	125,43	21,85	25,07	138,56	90,11	7,28	408,31	408,1
6	120,2	21,34	24,08	138,6	90,29	9,68	404,19	410,14
7	119,9	21,94	24,08	139,42	90,34	16,82	412,5	412,19
8	119,83	21,24	23,93	137,59	90,35	16,84	409,77	414,25
9	120,16	20,96	23,93	141,69	90,38	15,18	412,23	416,32
10	121	21,18	24,11	158,33	90,25	11,65	426,52	418,4
11	120,14	20,38	23,83	117,56	90,16	5,05	377,13	420,5
12	118,88	21,02	23,74	120,25	90,39	9,76	384,04	401,35

Fuente: SUI

TARIFAS APLICADAS AÑO 2010

PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4
1	161,67	196,1	333,37	392,19
2	162,78	199,04	338,37	398,08
3	164,13	202,02	343,44	404,05
4	164,54	203,03	345,16	406,07
5	165,3	204,05	346,88	408,1
6	165,7	205,07	348,62	410,14
7	165,67	206,1	350,36	412,19
7	165,67	206,1	350,36	412,19
8	165,7	207,13	352,11	414,25
9	166,53	208,16	353,87	416,32
10	167,36	209,2	355,64	418,4
11	168,2	210,25	357,42	420,5
12	167,54	209,42	341,15	401,35

Fuente: SUI

4.4 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

La empresa aplico el régimen regulatorio vigente en lo referente a los subsidios y contribuciones. Todos los estratos residenciales y los sectores comercial y otros presentaron incrementos en los subsidios y las contribuciones, menos el sector industrial que presentó una disminución de las contribuciones del 5,06% pasando de 732.260.309 en el año 2009 a 695.190.082 en el año 2010.

4.5 INVERSIONES

Los gastos de inversión se ejecutaron en \$12.091 millones equivalente al 96% de los presupuestado, de los cuales quedaron comprometidos en cuentas por pagar \$2.061 millones y por ejecutar \$508 millones.

De la ejecución de la inversión, el 12,55% fue dirigido a Generación, el 35,89% a Distribución y el 51,56% a otras inversiones.

SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

SECTOR	2010	2009	Variación %
Estrato 1	28.618.140.750	25.424.264.669	12,56
Estrato 2	18.353.913.827	17.078.890.245	7,47
Estrato 3	2.221.798.591	2.173.308.979	2,23
Total Subsidios	49.193.853.168	44.676.463.893	10,11
Estrato 5	350.363.508	338.276.710	3,57
Estrato 6	4.751.878	4.132.408	14,99
Industrial	695.190.082	732.260.309	-5,06
Comercial	5.023.061.063	4.747.433.036	5,81
Otros	123.109.467	114.030.538	7,96
Total Contribuciones	6.196.475.998	5.936.133.001	4,39

Fuente: SUI

4.6 PQR

Durante el año 2010 se presentaron en la empresa CEDENAR 46.777 PQR de las cuales el 41,97% corresponde a Alto Consumo y el 24,97% a otras inconformidades.

TOTAL PQR CEDENAR 2010

Detalle	PQR
Alto consumo	19.634
Otras inconformidades	11.681
Revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario	3.843
Estrato	2.900
Cobros por servicios no prestados	2.312
Cobro de otros cargos de la empresa	1.859
Relacionada con cobros por promedio	1.316
Error de lectura	832
Plan Tarifario	712
Decisiones de sanción de la ESP	604
Cobro Múltiple	521
Suspensión por mutuo acuerdo	287
Medidor, cuenta o línea cruzada	110
Terminación de contrato	70
Cobros inoportunos	36
Tasas e impuestos	28
Cobro de otros bienes o servicios en la factura.	16
Aforo	14
Falla en la prestación del servicio.	2
Total Resultado	46.777

Fuente: SUI

Con respecto al año 2009, las PQR's del año 2010 disminuyeron un 27,4% pasando de 64.434 a 46.777.

4.7 CALIDAD DEL SERVICIO

El sistema eléctrico de CEDENAR cuenta con 70 circuitos a 13.2 kV que atienden a clientes finales, los cuales se encuentran clasificados de la siguiente forma: 16 pertenecientes al Grupo 1, 9 en el Grupo 2, 15 en el Grupo 3 y 30 en el Grupo 4.

% CUMPLIMIENTO DES FES 2010

		%CUMPLIMIENTO DES	%CUMPLIMIENTO FES
GRUPO 1	Trim 1	73,33	66,67
	Trim 2	47,06	64,71
	Trim 3	76,47	70,59
	Trim 4	58,82	94,12
GRUPO 2	Trim 1	44,44	66,67
	Trim 2	77,78	66,67
	Trim 3	0,00	100,00
	Trim 4	55,56	55,56
GRUPO 3	Trim 1	66,67	80,00
	Trim 2	60,00	80,00
	Trim 3	60,00	60,00
	Trim 4	6,67	33,33
GRUPO 4	Trim 1	70,00	80,00
	Trim 2	73,33	86,67
	Trim 3	70,00	86,67
	Trim 4	30,00	56,67

Fuente: SUI

Con relación al cumplimiento del indicador DES y FES se observa el sobrepaso de los Valores Máximos Admisibles -VMA- en la mayoría de los circuitos pertenecientes a cada uno de los cuatro trimestres analizados, exceptuando el 100% de cumplimiento FES del grupo 2 en el trimestre 3.

Se observa que el incumplimiento de los indicadores se mantiene igual que en los últimos años.

Ahora, en cuanto a la compensación que tienen derecho los usuarios por concepto de sobrepasar los Valores máximos admisibles de los indicadores DES y FES, la empresa realizó compensaciones por valor de \$95.590.740 repartidos en \$58.481.763 para usuarios Residenciales y \$37.108.977 a usuarios No Residenciales.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

GRUPO	TECNICOS Y ADMINISTRATIVOS			
	Relación Suscriptores sin Medición (%)	Relación Reclamos Fact. (por 10.000 fact.)	Atención Reclamos Servicio (%)	Atención Solicitud de Conexión (%)
GDC	5,00	100,00	0,00	0,00
Resultado 2010	7,30	12,00	N.D	N.D
Evaluación	NO CUMPLE	CUMPLE	N.D	N.D
Resultado 2009	8,38	N.D.	N.A.	0,00

Fuente: Información cargada por la ESP al SUI.

NA: No Aplica

ND: No Disponible

En relación con los indicadores Técnico Operativos la empresa incumplió uno (1) de los cuatro (4) establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG; a continuación, se hace una breve descripción de cada uno de ellos.

Relación de Suscriptores Sin Medición

En relación con este indicador, la empresa no cumple con el referente establecido para el año 2010; adicionalmente, se observó que hay una tendencia a la baja pasando de 8,38% en 2009 a 7,30% en 2010 y superando el referente que se encuentra en 5%.

Relación de Reclamos de Facturas

La empresa cumple el indicador, ya que su valor para el año 2010 fue de 12 reclamos por cada 10.000 facturas expedidas, siendo el referente 100.

Atención de Reclamos de Servicios

Se realizó consulta en el SUI y para este indicador no se encontró información cargada por la empresa.

Atención solicitudes de Conexión

Se realizó consulta en el SUI y para este indicador no se encontró información cargada por la empresa.

5.1 LIMITACIÓN DE SUMINISTRO

La empresa Cedenar S.A. E.S.P. durante la vigencia 2010 no presentó Limitación de Suministro por incumplimientos en sus obligaciones ante el MEM.

5.2 EXPOSICIÓN A BOLSA

Se realizó consulta en la base de datos de X.M. S.A. E.S.P. para verificar las compras y ventas de energía por parte de Cedenar S.A E.S.P. durante el año 2010 encontrando lo siguiente:

Durante el año de análisis las compras de energía en bolsa de Cedenar fueron de 48.700.633 kWh anuales y las compras en contratos fueron de 743.744.892,5 kWh. En cuanto a las ventas en bolsa para el año 2010 fue 50.747.830 kWh por valor de \$5.164.939.401,46 y ventas en contrato para todo el año de 153.480.882,5 kWh por valor de \$14.029.700.830,43.

Se observa que las compras de energía en contratos aumentaron en un 100% ya que el año anterior no se presentó compras de energía de este tipo. Con relación a las compras de energía en bolsa el aumento en el año 2010 con respecto al año 2009 fue del 12%, pasando de 43.490 MWh a 48.700 MWh.

5.3 NIVEL DE PÉRDIDAS

Cedenar durante el año 2010 presentó un aumento de las pérdidas cortando una tendencia a la reducción que presentaba en los últimos años alcanzando un valor de 35,29% en comparación con el año 2009 cuando este indicador cerró en 34,45%. El aumento se debió al el incremento de usuarios detectados como no normalizados, sobre todo en la Zona Norte y Zona Pacífico.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Se realizó verificación en el reporte del SUI donde se observan formatos pendientes de cargue por parte de la empresa.

Formatos pendientes de cargue al SUI año 2010

Periodicidad	Período	Formato	Aplicación	Estado
TRIMESTRAL	1	01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria	FORMULARIOS	Pendiente
TRIMESTRAL	2	01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria	FORMULARIOS	Pendiente
TRIMESTRAL	3	01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria	FORMULARIOS	Pendiente
TRIMESTRAL	4	01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria	FORMULARIOS	Pendiente
SEMESTRAL	1	05. Facturación y Recaudo	FORMULARIOS	Pendiente
TRIMESTRAL	1	ZNIC3 TARIFAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	2	ZNIC3 TARIFAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	3	ZNIC3 TARIFAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	4	ZNIC3 TARIFAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	1	ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	2	ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	3	ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente
TRIMESTRAL	4	ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS	CARGUE MASIVO	Pendiente

Fuente: SUI

AÑO	No. Formatos
2003	0
2004	0
2005	1
2006	10
2007	9
2008	33
2009	13
TOTAL	66

Luego de realizar la consulta en SUI se observa que la empresa tiene aún 66 formatos pendientes por cargar, teniendo en cuenta que para el año 2009 tenía pendiente 325.

La anterior diferencia se justifica porque la Superintendencia realizó requerimiento a la empresa mediante radicado SSPD No. 20102201256691 sobre la información reportada al Sistema único de Información – SUI-. La empresa respondió este requerimiento con oficio Radicado No. 20115290018782, por medio del cual informó que algunos formatos No Aplican y a otros se solicitó modificación de información los cuales se encuentran en este proceso.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2010 la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas de esta Superintendencia no inició investigación ni sancionó a Cedenar S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La compañía tiene importantes excedentes de liquidez, como muestran sus indicadores y capital de trabajo. Sin embargo vale la pena mencionar que gran

parte de sus activos corrientes están conformados por cartera, y en esa medida la calidad de los mismo para su conversión inmediata al efectivo es relativa.

- La compañía debe realizar esfuerzos por reducir su carga operacional en la medida que afecta su Ebitda, rentabilidades de activos y patrimonio, y márgenes operacionales y netos.
- Se observa que el incumplimiento de los indicadores se mantiene igual que en los últimos años, por esta razón, la empresa debe implementar los mecanismos necesarios para mejorar la calidad del servicio.
- La empresa presentó un aumento de las pérdidas en el año de estudio cortando una tendencia a la reducción que presentaba en los últimos años dicho aumento se debió al incremento de usuarios detectados como no normalizados, sobre todo en la Zona Norte y Zona Pacifico, por lo anterior es necesario implementar un plan de normalización que disminuya las pérdidas.
- La empresa mejoró en cuanto a los formatos pendientes de cargar al SUI, pero quedan pendientes aún 66 formatos que están en proceso de modificación de información.