

**INFORME DE GESTIÓN
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

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

TABLA DE CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	3
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA	3
1.2. JUNTA DIRECTIVA	3
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA	4
2. ACCIONES DE LA SSPD.....	4
3. ASPECTOS FINANCIEROS	4
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO:.....	4
3.2. BALANCE GENERAL	5
3.3. ESTADO DE RESULTADOS.....	6
3.4. INDICADORES FINANCIEROS.....	7
3.4.1. <i>Rentabilidad Operacional</i>	7
3.4.2. <i>Liquidez</i>	8
3.4.3. <i>Deuda</i>	8
4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS.....	8
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA.....	8
4.2. INVERSIONES	10
4.3. MANTENIMIENTOS Y OPERACIÓN.....	10
CON MIRAS A ASEGURAR LA DISPONIBILIDAD DE UNA OFERTA ENERGÉTICA EFICIENTE A MEDIANO Y LARGO PLAZO, EN 2011 SE EFECTUÓ LA SEGUNDA SUBASTA DE ENERGÍA FIRME ASIGNANDO OEF (OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME) A DOS PROYECTOS TÉRMICOS NUEVOS EL TERMOTASAJERO 4 Y GECELCA 32, Y TRES HIDRÁULICOS LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARLOS LLERAS RESTREPO EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO AMBEIMA Y SAN MIGUEL, JUNTO CON ESTOS OFERTA SE ASIGNARON 3.7 TWH-AÑO CON UNA CAPACIDAD DE 575 MW. ADICIONALMENTE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME ASIGNADAS PARA EL PERIODO 2010-2011 SE OBSERVAN EN A LA SIGUIENTE GRÁFICA:	13
4.6. ASPECTOS AMBIENTALES.....	18
5. ASPECTOS COMERCIALES.....	19
6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN	20
7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI	21
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	21

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN GENERADOR
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.**

ANÁLISIS 2011

AUDITOR: Gestión Futura

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

TERMOCANDELARIA SCA ESP, es una sociedad prestadora de servicios públicos, desarrolla la actividad de generación y comercialización de energía conforme lo disponen las Leyes 142 y 143 de 1994, fue constituida en la Notaría 16 de Bogotá, mediante escritura pública 756 de abril 27 de 1998.

1.1. Conformación de la empresa

TIPO DE SOCIEDAD	SOCIEDAD EN COMANDITA POR ACCIONES
RAZÓN SOCIAL	TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P
SIGLA	TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P
ACTIVIDAD INSCRITA EN RUP	Generación de Energía Electrica
FECHA DE CONSTITUCIÓN	27 de Abril de 1998
NOMBRE DEL GERENTE	LUIS MIGUEL FERNANDEZ ZAHER

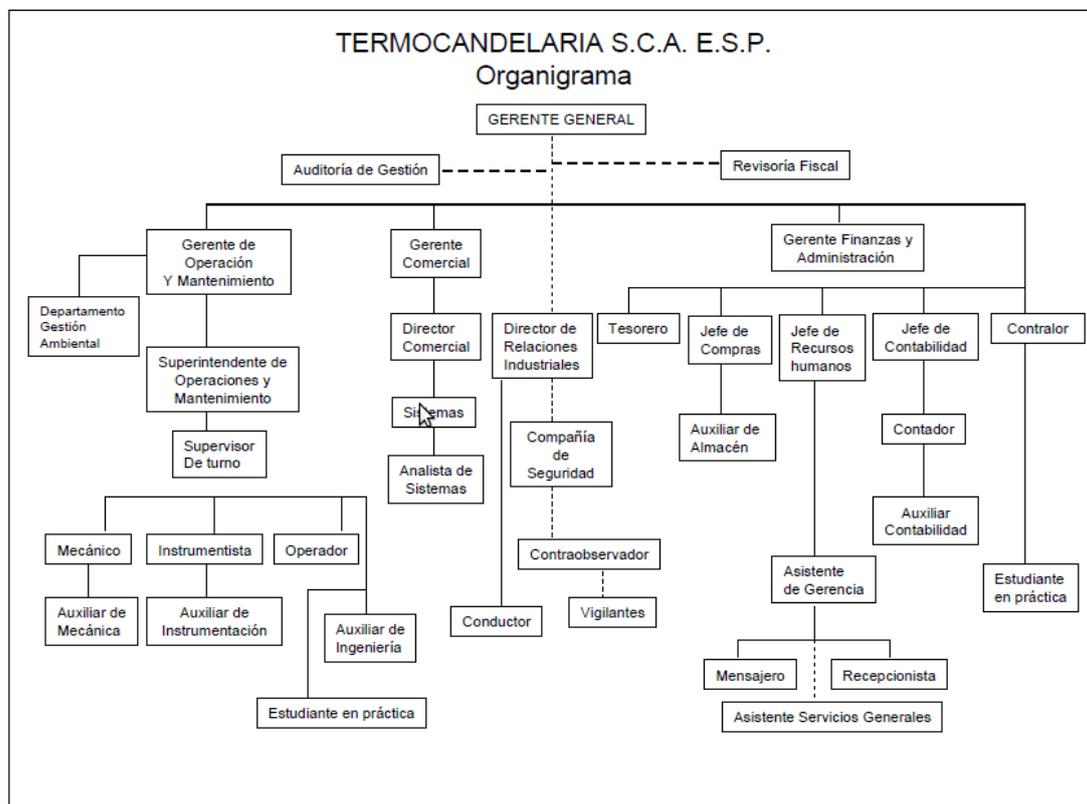
1.2. Junta directiva

REPRESENTANTE	CARGO
BERNARDO PARMENIO CARDENAS MARTINEZ	MIEMBRO PRINCIPAL
TISNÉ FERNANDO	MIEMBRO PRINCIPAL
RIVERA JUAN LUIS	MIEMBRO PRINCIPAL
CIRO MENDEZ	MIEMBRO PRINCIPAL
LUC GERARD	MIEMBRO PRINCIPAL

1.3. Organigrama de la empresa

A diciembre 31 de 2011 se contaba con 50 personas en la planta de personal: 27 personas contratadas directamente por la empresa, 3 estudiantes en práctica y 20 empleados indirectos.

Gráfico No. 1
ORGANIGRAMA TERMOCANDELARIA S.C.A.E.S.P.



2. ACCIONES DE LA SSPD

Para la vigencia 2011, no se establecieron investigaciones relacionadas con la gestión de TERMOCANDELARIA S.C.A.E.S.P.

3. ASPECTOS FINANCIEROS

3.1. Hechos Relevantes del último año:

- Los ingresos operacionales descienden en 58.81%, al pasar de 209.241 millones a \$86.183 millones
- Disminución del 7,18% del patrimonio afectado por las utilidades netas del período, las cuales presentaron pérdida de los resultados del período de \$3.065 millones.
- Los costos operacionales representan el 100.43% de los ingresos, lo cual repercute directamente en los resultados operacionales de la compañía, con una reducción del 66,09%

La representación legal principal la ejerce el señor Eduardo Raúl Damian Villarreal con sus suplentes Luis Miguel Fernández Zaher y Miguel Angel Pérez Ghisays.

En relación con la gestión jurídica de la compañía, no se reportan novedades a diciembre 31 de 2011.

3.2. Balance General

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al 90%. Los Activos ascienden a \$108.779 millones, presentando una disminución del 6,38% respecto al año anterior, destacándose el rubro de otros activos que corresponden al 93% del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del 28.92% de los Activos corrientes y un valor de \$2.656 millones en los activos de infraestructura. El Capex registrado en 2011 fue de \$208.763 millones.

La empresa no cuenta con saldo de cartera correspondiente al servicio, el valor de cuentas por cobrar corresponde a anticipos y otros, por tanto no se presenta rotación de cuentas por pagar.

Tabla No. 3.1
Balance General

BALANCE GENERAL	2011	2010	Variación
Activo	\$108.779.866.541	\$116.194.699.675	-6,38%
Activo Corriente	\$31.460.030.886	\$33.535.305.788	-6,19%
Pasivo	\$10.720.825.350	\$10.551.928.406	1,60%
Pasivo Corriente	\$10.720.825.350	\$9.267.044.285	15,69%
Patrimonio	\$98.059.041.191	\$105.642.771.269	-7,18%

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a \$10.720 millones, representando un nivel de endeudamiento del 9,9%. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una disminución del 6,38%. Los pasivos corrientes se ubican en \$10.720 millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al 100,00%.

La compañía no cuenta con obligaciones financieras en el año 2011. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a \$1.849 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de 7,8 días.

El patrimonio del último año presentó una disminución de 7,18%, ubicándose en \$ 98.059 millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del -3,13%, es decir -\$3.065 millones.

El capital suscrito y pagado es de \$2.191 millones, el cual no presenta variación frente al año anterior.

3.3. ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales de la compañía presentan una disminución 58,81% con respecto al año anterior, ubicándose en \$86.183 millones, los cuales corresponden a ingresos por Generación.

Tabla 3.2
Estado de Resultados

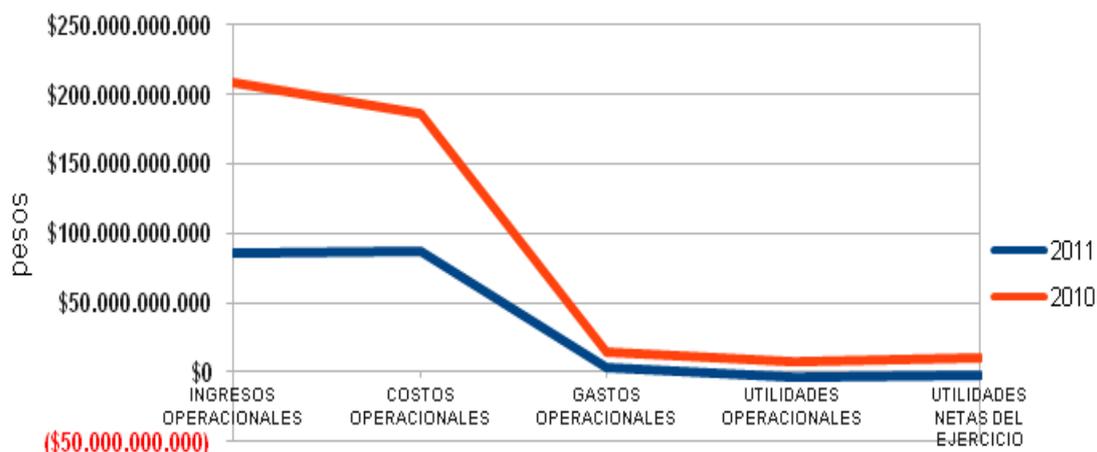
ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	variación
INGRESOS OPERACIONALES	\$86.183.117.575	\$209.241.914.074	-58,81%
COSTOS OPERACIONALES	\$86.555.799.611	\$186.705.197.477	-53,64%
GASTOS OPERACIONALES	\$3.249.254.498	\$14.902.568.002	-78,20%
UTILIDADES OPERACIONALES	-\$ 3.621.936.534	\$7.634.148.595	-147,44%
OTROS INGRESOS	\$3.768.125.428	\$4.845.354.808	-22,23%
OTROS GASTOS	\$3.280.112.350	\$2.915.393.951	12,51%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	-\$ 3.064.986.996	\$9.633.045.912	-131,82%

Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el 100,43% de los ingresos, equivalentes a \$86.556 millones, los cuales corresponden a compras de energía. Los gastos administrativos por \$2.994 millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por \$256 millones. La utilidad operativa del último año desciende arrojando un resultado negativo de -3.065 millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en \$3.768 millones y \$3.280 millones, respectivamente.

**Gráfica 3.1
Flujo Operativo**



Fuente: SUI

Las utilidades netas del ejercicio presentaron una disminución de 131,82%, al pasar de \$9.633 millones en 2010 a arrojar pérdida del ejercicio por \$-3.065 millones en 2011.

3.4. Indicadores Financieros

La Delegada de Energía y Gas seleccionó los siguientes indicadores para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año:

3.4.1. Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD	2011	2010
Ebitda	2.029.629.733	17.598.747.162
Margen Operacional	2,4%	8,4%
Rentabilidad de Activos	1,9%	15,1%
Rentabilidad de Patrimonio	2,1%	11,9%

3.4.2. Liquidez

INDICADORES DE LIQUIDEZ	2011	2010
Activo Corriente Sobre Activo Total	28,92%	28,86%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	0,0	0,0
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	7,8	6,0
Ciclo operacional	-7,8	-6,0
Razón Corriente – Veces	0,49	0,23
Capital de trabajo	\$2.963.139.016	(\$1.330.468.838)

3.4.3. Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2.011	2.010
Nivel de Endeudamiento	9,9%	9,1%
Apalancamiento	90,1%	90,9%
Flujo de caja sobre servicio de la deuda	0	
Cobertura de Intereses – Veces	0	26,6

En los indicadores financieros de la empresa se observa un resultado deficiente en los márgenes de operación en el último año presentando una disminución al pasar de 8,4% a 2,4%. Igualmente las rentabilidades de activos y patrimonio al ubicarse en 1,9% y 2,1% respectivamente.

El indicador de liquidez crece levemente al pasar de 0,23 veces a 0,49 veces, resultado que refleja la concentración de pasivos en el corto plazo.

La cartera de la empresa no genera efecto en la rotación de cuentas por cobrar relacionadas con la prestación del servicio.

El nivel de endeudamiento presenta un incremento muy leve, representado en el 0,8%.

4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

4.1. Descripción de la infraestructura

Antes de la conversión a dual, la central térmica contó con dos turbogeneradores Westinghouse 501 FC a gas natural operando en ciclo abierto, con sus respectivos generadores y una eficiencia neta de planta de 33% en condiciones ISO, utilizando solo Gas Natural como combustible. La Unidad 1 entró en operación comercial el 3 de junio de 2000 y la Unidad 2 el 13 de julio del mismo año.

El gas natural llega a la central por una tubería de aproximadamente un kilómetro de longitud, que se conecta con el gasoducto troncal Ballenas - Cartagena, de propiedad de PROMIGAS.

Durante el 2007 se realizó el proyecto de adecuación a una generación Dual, obedeciendo a cambios en la regulación eléctrica emitidas por la CREG. En la actualidad la planta tiene en cada unidad una capacidad de generación de 157 MWh con gas natural y 157 MWh con Fuel Oil #2, con una eficiencia neta de planta de 33% en condiciones ISO.

La energía eléctrica de TERMOCANDELARIA se entrega en el lado de 220 kV de los transformadores principales de ambas unidades. Un circuito doble de transmisión, de 500 metros de longitud, interconecta la central a través de dos líneas de transmisión de 220 KV con las subestaciones de Termocartagena y Ternera.

A continuación se presentan las estadísticas de planta para el 2011:

**Tabla 4.1.
ESTADÍSTICAS DE PLANTA 2011**

Mes	TERMOCANDELARIA			
	Heat Rate[Btu/kWh] gas	Heat Rate[Btu/kWh] FO	EBH	Factor de Planta
ene-11	12956,1	N/A	61,25	1,8%
feb-11	13057,5	11.183,60	156,26	5,2%
mar-11	11475,2	N/A	19,53	0,8%
abr-11	13105,2	14.439,91	49,33	1,4%
may-11	12961,7	11.441,80	45,89	1,7%
jun-11	14061,0	N/A	10,46	0,3%
jul-11	12388,7	N/A	15,17	0,5%
ago-11	12763,9	14.837,24	107,53	3,2%
sep-11	12614,7	N/A	75,97	2,4%
oct-11	12496,3	N/A	198,08	5,9%
nov-11	11870,7	N/A	144,83	5,1%
dic-11	12453,3	N/A	10,79	0,3%
Variación Anual				
2011	12683,7	11.596,72	895,09	2,4%
2010	10136,1	12.770,56	5.544,67	28%
%	25%	-9%	-83,9%	-91,5%
EBH=Horas Equivalentes de Operación				

Fuente: Informe AEGR 2011

**Tabla 4.1.2.
RELACIÓN DE TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN.**

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta (MVA)	CAP Baja (MVA)	IMP HL (%)	USO
TERMOCANDELARIA 3 7.5 MVA 220/4.16 KV	7,5	75,0		C
TERMOCANDELARIA G1 215 MVA 220/13.2 KV	215,0	215,0	15,0	G
TERMOCANDELARIA G2 215 MVA 220/13.2 KV	215,0	215,0	15,0	G
TOTAL TRANSFORMACIÓN 220-230 KV	437,5			
TOTAL	437,5			
IMP: Impedancia tomando como base la potencia del devanado de alta				
USO: C: Carga G: Generación				
CAP: Capacidad				

4.2. Inversiones

Según la información reportada por el auditor externo, TERMOCANDELARIA no ha observado la necesidad de adelantar inversiones mayores en activos eléctricos de generación y/o transmisión, desde la inversión realizada durante 2007, cuando se realizó el proyecto de adecuación de ambas unidades para obtener la posibilidad de quemar Gas Natural o Combustible líquido (Fuel Oil #2), de tal forma que se acondicionó la planta a una generación Dual, una inversión con un monto aproximado a los 160 MUS\$, lo que le permite ofrecer un sólido respaldo dentro del SIN.

4.3. Mantenimientos y operación.

4.3.1. Mantenimientos Correctivos

El primero un contrato con el constructor de la unidades del tipo LTSA que se paga dentro del valor del leasing de la planta y el cual además de tener varias ventajas financieras en relación con los descuentos de suministros y repuestos, ofrece un monitoreo remoto en tiempo real de la operación de las unidades.

En el año 2011 se realizó un mantenimiento enmarcado en el alcance del mencionado contrato, relacionado con la inspección tanto visual como por medio de un ensayo no destructivo de líquidos penetrantes al sistema de combustión de la unidad 2. Como resultado de la inspección se realizó el cambio de uno de los tubos de alimentación del combustible, el alabe # 13.

Estos mantenimientos mayores tienen como criterio de ejecución el cumplimiento de las 8000 horas de operación que recomienda el fabricante; la unidad en el momento de la inspección contaba con 519 arranques y 16,081 horas equivalentes de operación. Para efectos de ejecución de este mantenimiento la empresa generó una consignación en el SNC, que fue en suma el plan semestral de mantenimientos reportado ante el CND, entre los días 15 al 25 de agosto y para lo cual transó un contrato en el mercado secundario para honrar sus OEF durante esta indisponibilidad.

Este esquema le permite a la empresa además de mantener las unidades conforme a las especificaciones del constructor, con un alto número de horas anuales de disponibilidad-reserva¹ y transferir know-how muy específico al personal de la planta.

4.3.2. Mantenimientos Predictivos

El mantenimiento predictivo se realiza de forma inicial mediante el registro de los parámetros operativos (presiones, temperaturas, flujos etc.) de los equipos y sistemas de la planta; por medio de equipos de captura de datos wireless Ikon y el sistema de gestión y automatización de procesos Ovation, implementado exitosamente entre los años 2010 y 2011, de acuerdo con las indicaciones del manual técnico del proveedor aplicable o a juicio técnico, con lo cual el personal de la planta puede realizar un cotejo con los parámetros de referencia, lo que brinda alertas para la toma de decisiones, la intervención de un equipo, la evaluación de tendencias en el funcionamiento los equipo y sistemas generación de energía, tratamiento de aguas y de aguas residuales para la planeación y la priorización de las tareas en la planeación del mantenimiento.

Adicionalmente, las labores que se realizan mediante el proceso de mantenimiento predictivo son: el análisis de aceite de las transmisiones de las unidades, sistemas hidráulicos y piezas de los equipos rotativos, los análisis de vibración en los sistema de inyección y en las bombas, planta de agua, planta de desmineralización; las tareas en los equipos eléctricos tales como la medición de la resistencia del bobinado de motores y mediciones de resistencia eléctrica y termografías.

4.3.2. Mantenimientos Preventivos

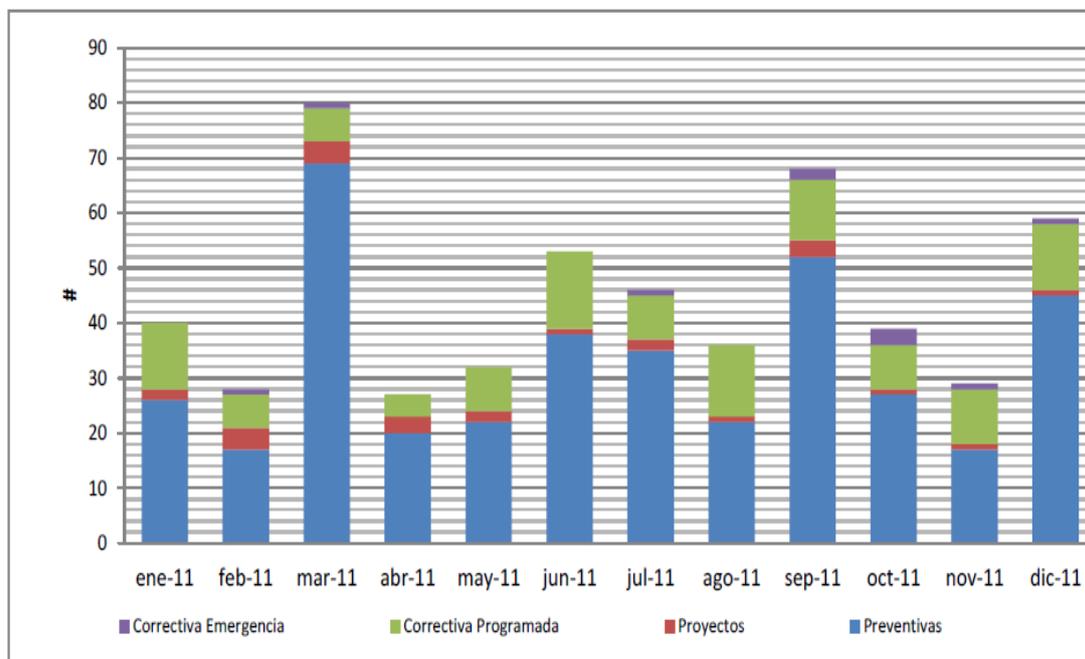
En cuanto a las acciones preventivas se realizan en función de los resultados de las tareas predictivas adicional a labores establecidas en los procesos tales como:

- Verificación de la respuesta del transmisor de presión de las válvulas de control sistema de combustible – unidades.
- Revisión de acople motor de arranque.
- Revisión bomba de inyección fuel oil.
- Revisión de acople tipo canastilla bomba de lubricación o de emergencia.
- Revisión de acople bomba booster.
- Aplicación de pintura en superficies.
- Lubricación chumaceras ventiladores.
- Inspección y cambio de escobillas del colector.
- Inspección y cambio de escobillas de motores dc.
- Cambio del filtro de aceite bomba inyección de agua.
- Cambio de aceite bomba inyección de agua.

Paralelamente la empresa posee procedimientos claros para la calibración y control metrológico de los instrumentos de medida tales como sensores de presión, termocuplas, manómetros, medidores de conductividad, medidores de pH, Indicadores de flujo, sensores de vibración etc., así como de los instrumentos y herramientas mecánicas de precisión como los torques, micrómetros multiplicadores de torque, medidores de caratula y calibres (pie de rey).

A continuación se presenta el número de órdenes de trabajo (OT) que se realizaron en el 2011 por tipo de mantenimiento. Como se observa en la gráfica 1 el 73% de las OT que la empresa centraliza mediante su software de gestión del mantenimiento MP2 son del tipo predictivo-preventivo, se debe añadir que la empresa en cabeza de la gerencia de Operación y mantenimiento realizó un esfuerzo consistente y terminó el año 2011 con un cumplimiento del 99,8% acumulado de ejecución de las tareas de mantenimiento planeadas.

Gráfico No. 4.3
ORDENES DE TRABAJO POR TIPO DE ACTIVIDAD
2011



Fuente: Informe AEGR

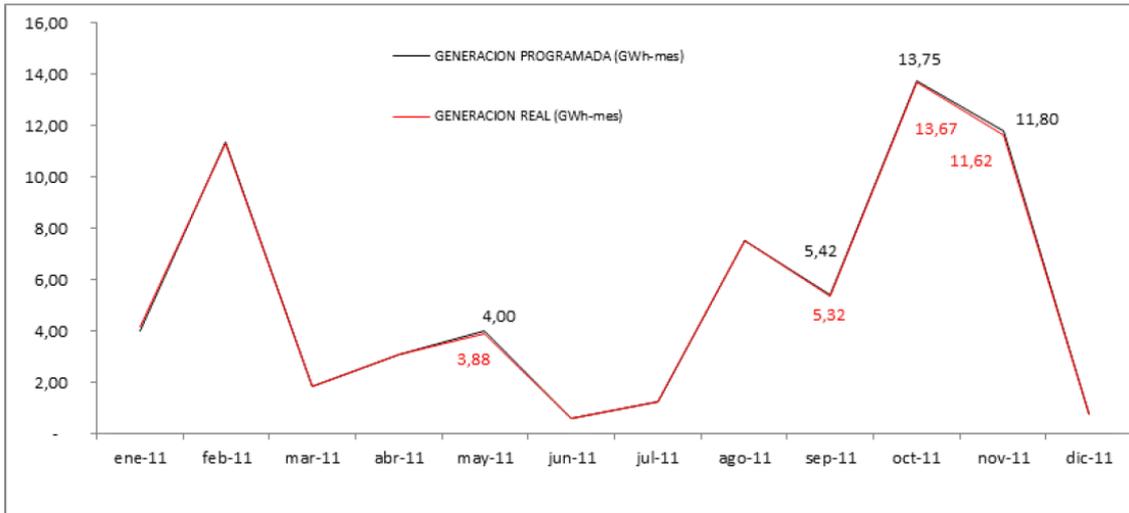
Adicionalmente la empresa obtuvo certificación del sistema contra incendios y de la medida de los medidores de combustible líquido encontrándose que estos sistemas operaban normalmente y dentro de los criterios de las normas técnicas establecidas.

El costo de AOM en el año, calculado como la suma de las cuentas 7540 (órdenes y contratos de mantenimiento), 7542 (honorarios) y la 7550 (materiales y otros costos de operación), ascendió a \$705.780.031,00, un 58,2% menor al reportado en el PUC para el año 2010 que ascendió a \$1.689.189.963.

4.4. Operación

La generación real de la planta durante el 2011 se presenta en la siguiente gráfica, aunque la empresa no presentó desviaciones al despacho programado que superaron los límites $\pm 5\%$ excepto en los casos de las rampas de entrada y salida, en total la generación real de las dos unidades solo se desvió 0,57% por debajo del despacho programado.

Gráfico No. 4.4.
GENERACIÓN REAL Vs. PROGRAMADA
2011

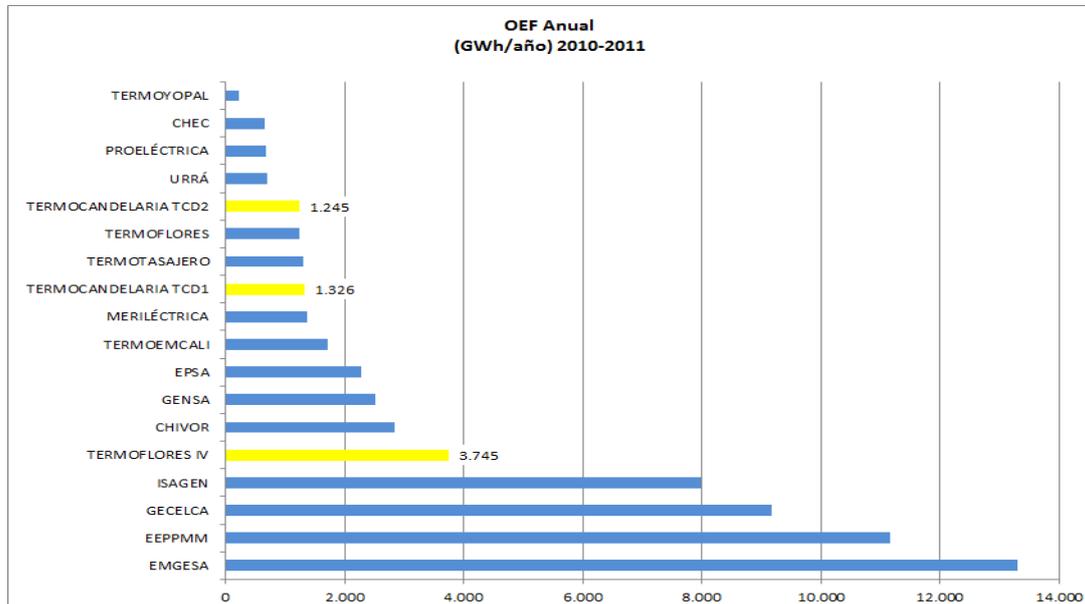


Fuente: Informe AEGR

En total la empresa generó en el SIN 64,89 GWh-Año de los cuales 61,79 GWh-año fueron generación por seguridad correspondientes a un 95% de la energía generada, con lo que se puede catalogar esta planta térmica como de respaldo en el SIN.

Con miras a asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente a mediano y largo plazo, en 2011 se efectuó la segunda subasta de energía firme asignando OEF (Obligaciones de Energía Firme) a dos proyectos térmicos nuevos el Termotasajero 4 y Gecelca 32, y tres hidráulicos la Central Hidroeléctrica Carlos Lleras Restrepo el proyecto Hidroeléctrico del Río Ambeima y San Miguel, junto con estos oferta se asignaron 3.7 TWh-año con una capacidad de 575 MW. Adicionalmente las obligaciones de energía firme asignadas para el periodo 2010-2011 se observan en la siguiente gráfica:

Grafico 4.4.1
Obligaciones de energía Firme periodo 2010-2011 más asignación previamente a
Termocandelaria y Termoflores.



Fuente: Informe AEGR 2011

En este periodo el 54.6% de las obligaciones fueron asumidas por plantas térmicas de las cuales el 26% genera con gas, 8% carbón y el 3% son plantas duales gas –Fuel oil #6. TERMOCANDELARIA para este periodo tuvo asignada el 4,05% de OEF del SIN. La obligación asignada a esta empresa como planta existente con obras estará vigente hasta el 30 de noviembre de 2012. En todo caso la empresa participó en los procesos de subasta de reloj descendente para las obligaciones de las vigencias 2012-2013, 2015-2016 asignándosele 2.570,55 GWh-Año y mediante el procedimiento del artículo 25 de la resolución 071 de 2006 para el periodo 2013-2014 asignándosele, 2.276,07 GWh-Año. La reducción del 12% en el periodo 2013-2014 se debe a la asignación a prorrata de la demanda objetivo.

Por otra parte y en relación con los resultados del cálculo del cumplimiento de las obligaciones de energía firme de las unidades que opera TERMOCANDELARIA mediante la aplicación los índices históricos de indisponibilidad forzada a la Capacidad Efectiva Neta declarada, estos presentaron buenos resultados no mostrando desviaciones de la ENFICC (Energía firme para el Cargo por Confiabilidad) superiores al rango del 10% permitido por la regulación con respecto a las OEF asignadas.

Gráfico No. 4.4.2
CUMPLIMIENTO DE LAS OEF 2008-2011
Central Térmica 1

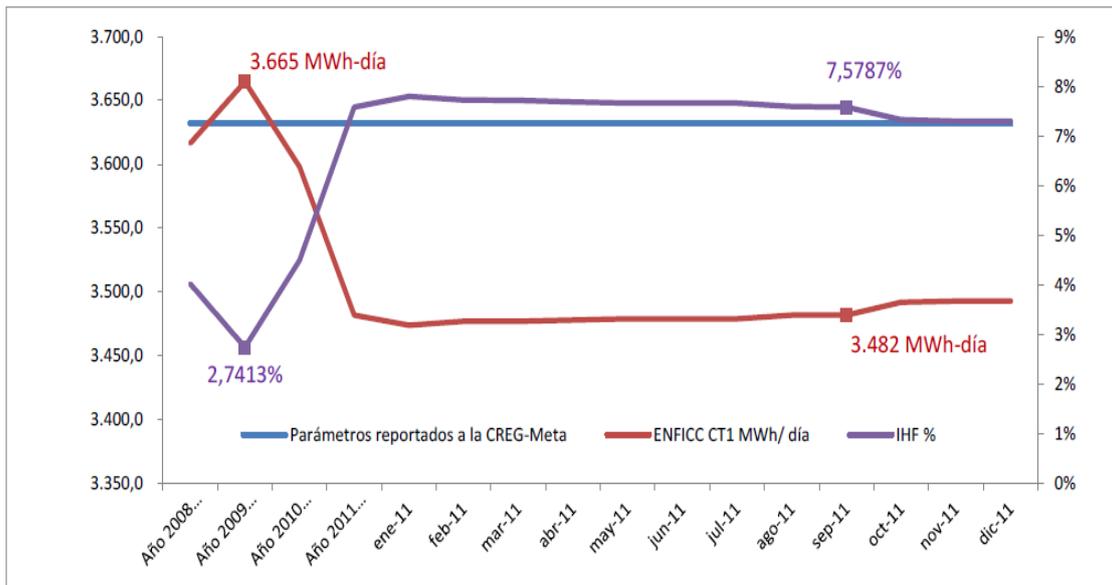
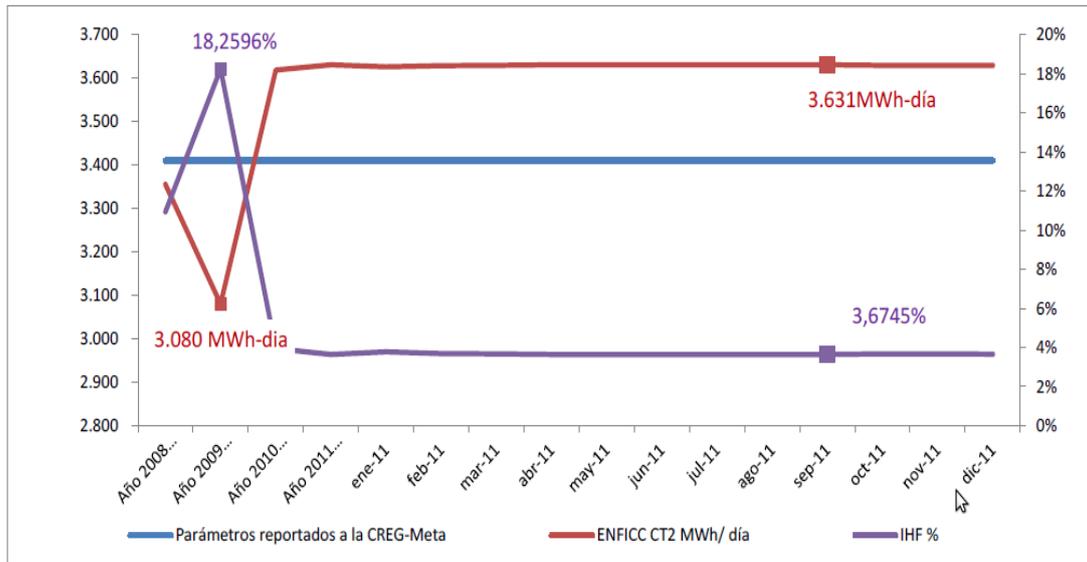


Gráfico No. 4.4.3.
CUMPLIMIENTO DE LAS OEF 2008-2011
Central Térmica 2



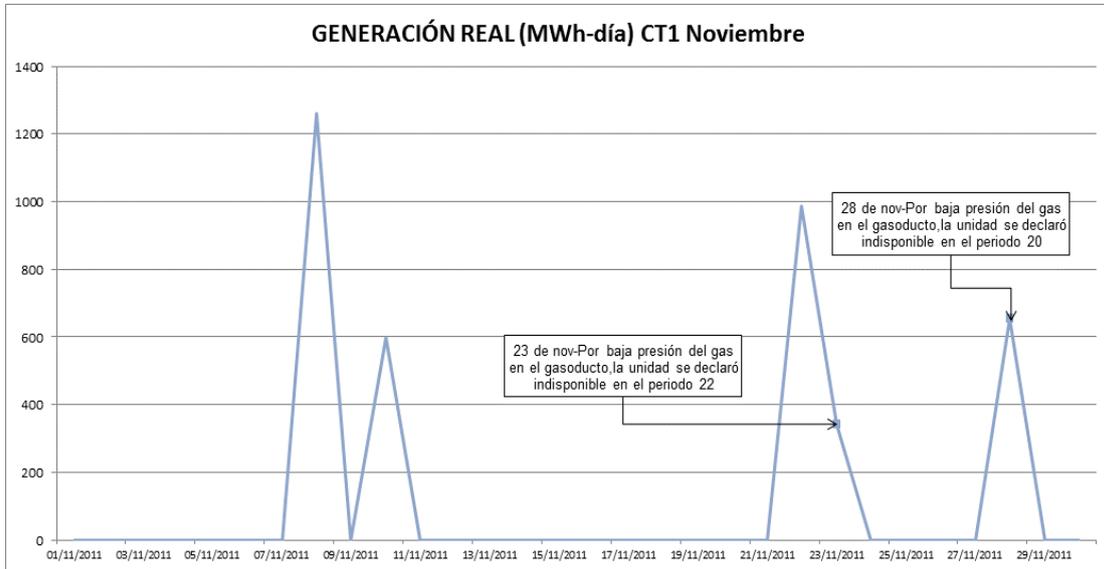
Fuente: Informe AEGR

En resumen el cumplimiento de las OEF para las unidades CT1 y CT2 durante el año 2011 estuvieron en promedio en 95,9% y 106,4% respectivamente. Este comportamiento estable de los indicadores está directamente relacionado con las actividades de mantenimiento y la eficiencia de la estructura administrativa, logística y operativa de la empresa.

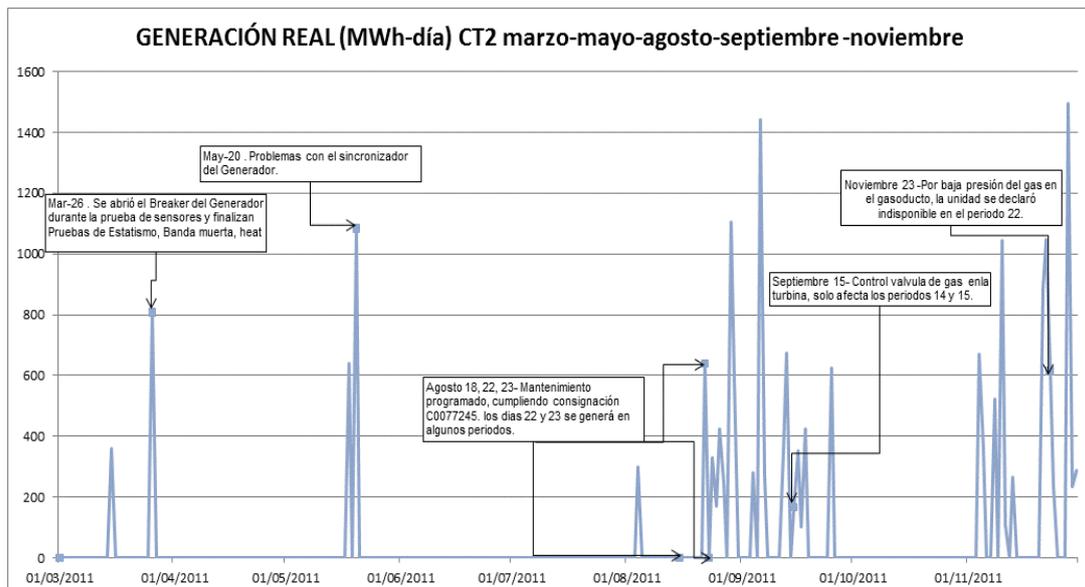
4.5. Indisponibilidades

Durante el año 2011 solo se presentaron 2 eventos de indisponibilidad para la unidad 1 y 7 para la unidad 2 los cuales se relacionan en las siguientes graficas:

Gráfica 4.5
EVENTOS DE INDISPONIBILIDAD EN LA UNIDAD 1 TERMOCANDELARIA
2011



Gráfica 4.5.1
EVENTOS DE INDISPONIBILIDAD EN LA UNIDAD 2 TERMOCANDELARIA
2011



Adicionalmente se realizaron las siguientes pruebas por mandato regulatorio en la central:

- 25 y 26 de marzo de 2011 Pruebas a las unidad 1 y 2 Consumo térmico específico neto y capacidad neta

según acuerdo CNO 4233, las cuales arrojaron los siguientes resultados:

Unidad	Fecha	Prueba	CEN (MW)	HR (BTU/kWh)
CT1	25-Mar	Sin Agua	150,43	9919,82
		Con Agua	159,38	10165,24
CT2	26-Mar	Sin Agua	151,57	9863,98
		Con Agua	159,68	10181,5

- El 25 y 26 de marzo de 2011 Pruebas a las unidades 1 y 2: Estatismo y Banda Muerta dando cumplimiento de la Resolución CREG 023 de 2001, las cuales arrojaron los siguientes resultados:

Unidad	Fecha	Estatismo	Banda Muerta (Hz)
CT1	25-Mar	4,67%	0,03
CT2	26-Mar	4,41%	0,03

- En relación con las pruebas de disponibilidad para la verificación de la OEF y debido a un error en la programación de estas para la Unidad 1 dentro del despacho económico, al programarse dando cumplimiento al artículo 3 la resolución CREG 148 de 2010, es decir menos 4 horas de periodo de prueba, y omitiendo que la empresa respalda su OEF con el FO #6, el administrador del mercado, invocando el artículo 1° de la Resolución CREG 138 2009, argumentó que la prueba no podría considerarse cumplida, por lo cual la unidad 1 fue programada de nuevo para un periodo de pruebas de 12 horas en el trimestre siguiente al primer ensayo. Los resultados arrojados por las pruebas de disponibilidad CEN OEF se muestran a continuación:

Unidad	Prueba	Fecha	Número de Periodos
CT1	Disponibilidad	03- Febrero	4 Periodos CEN
	Disponibilidad	27- Mayo	12 Periodos CEN
CT2	Disponibilidad	14- Febrero	12 Periodos CEN

Vale la pena aclarar que todas las pruebas resultaron exitosas y no afectaron la información de parámetros negativamente.

Por último TERMOCANDELARIA, conforme a su capacidad de generación dual tuvo los siguientes consumos de combustible por energético durante el 2011: 66,9 GBTU con FO correspondiente a 8,1% y 825,8 GBTU con gas natural correspondientes al 91,9% del consumo de combustibles. La empresa posee un contrato de suministro de combustibles líquidos con EXXON MOVIL firmado en septiembre de 2007 en el cual el proveedor del combustible se compromete a entregar con un volumen máximo de 566.965 galones día, el contrato tiene una duración de seis años. Este contrato no fue honrado por EXXON MOVIL, pero ello no fue óbice para una adecuada operación. Se cuenta además con varios escenarios de consumo máximo desde 2,5 días al mes por un año, como un escenario con generación los 30 días del mes por un año, este último con un consumo máximo de combustible calculado con una programación diaria a media carga y a plena carga, así mismo la empresa desarrolló y entregó a la CREG conforme a la resolución 181 de 2010, el documento de logística de abastecimiento de combustibles líquidos.

TERMOCANDELARIA cuenta con un proceso para la búsqueda de combustible el cual evalúa el combustible a utilizar dependiendo de las condiciones del despacho, y que en el caso de que la elección sea gas natural se activa un subproceso de comunicación de nominaciones con los proveedores de gas en el mercado secundario y con el transportador de gas en este caso Promigas, con el cual se tiene un contrato de transporte, el cual le ha permitido al menos en el mes de julio de 2011, vender derechos de transporte a Termoflores.

4.6. Aspectos ambientales

Desde la gerencia de operaciones se ejecutan para la compañía las gestiones, ambiental, de operación y de mantenimiento. En cuanto al tema ambiental, TERMOCANDELARIA desde 2008 venía cumpliendo con el Decreto 1299 de abril de 2008 que infirió la creación de una dependencia para manejar la gestión ambiental de la compañía.

Enmarcado en lo anterior, se dio la creación del Departamento de Gestión Ambiental–DGA el cual está adscrito a la gerencia de Operaciones. Con relación a la gestión ambiental, también es importante destacar la recuperación del agua residual industrial para inyectarla en el sistema, esto se puede hacer por la estructura de la tubería y en una parte específica donde se ha puesto una bomba succión.

Respecto a la Resolución 909 de 2009 que implica disponer de fuentes fijas para el manejo de la contaminación del aire, se cumple con la disposición ministerial ya que se tienen implementadas las mediciones periódicas en las chimeneas con el propósito de establecer si hay cambios en la zona de combustión; esto es normal que suceda cuando la turbina llega a sus horas de operación equivalente.

Así mismo se cumple con las disposiciones y políticas sobre RESPEL- Residuos Peligrosos contenidos Res. 1362 de 2007 y el Decreto 2741 de 2005, pues la empresa se inscribió ante CARDIQUE como generador de respel lo que implica hacer un reporte anual de este aspecto y de la manera en que se está haciendo un manejo integral de los mismos, en el caso de TERMOCANDELARIA , si estos son generados por proveedor a él se le envían y con eso se disminuye la generación en la fuente, en los casos de generación en la fuente, se construyó en 2009 una bodega para su

manejo, especialmente para los trapos aceitosos, tarros y lámparas fluorescentes, además se tienen construidas barreras absorbentes para contener las fujas de aceite en caso de derrame del fuel oil.

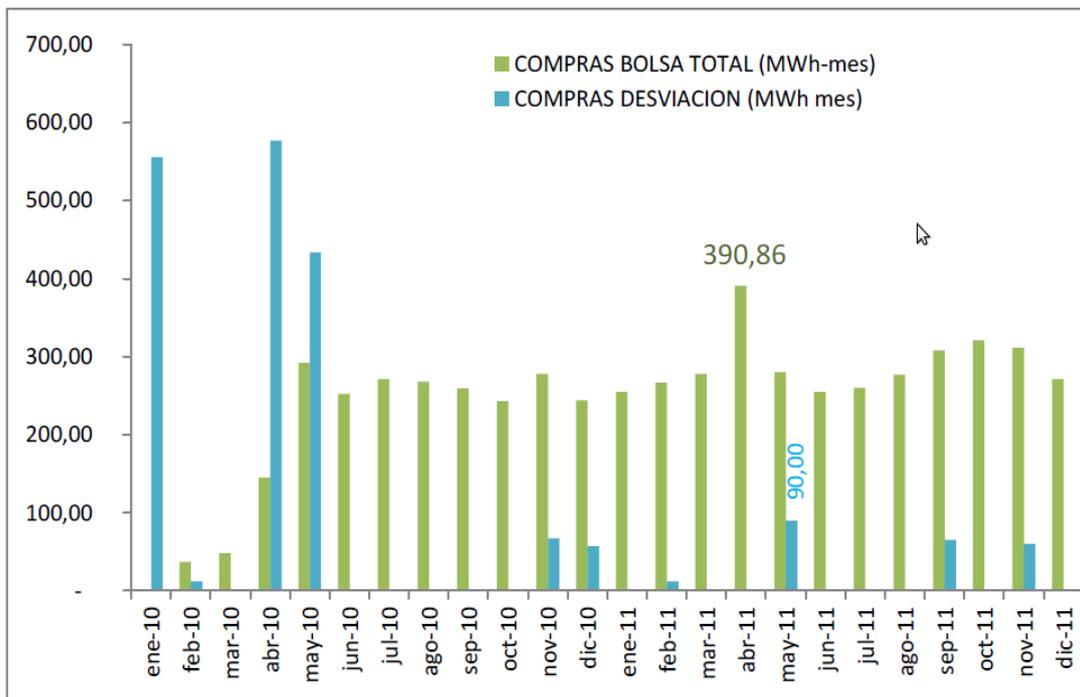
5. ASPECTOS COMERCIALES

TERMOCANDELARIA no atiende mediante contratos bilaterales demanda de usuarios finales y toda su generación se transa en el SPOT, aunque la mayoría de la energía que la empresa genera es por criterios de seguridad y fuera de mérito, lo que implica que los costos de generar que le son reconocidos a la empresa se calculan bajo la metodología de la resolución CREG 034 de 2001 y sus modificaciones subsecuentes.

5.1. Porcentaje de energía vendida en bolsa.

Las compras en bolsa que reporta la empresa se muestran en la siguiente gráfica:

**Gráfica 5.1.
COMPRAS EN BOLSA Y EN DESVIACIONES.**



La energía que la empresa compra en bolsa está relacionada directamente con los consumos propios de los servicios auxiliares de la central que invariablemente son de un 1MW-hora en ciertos periodos del día, las compras en bolsa para el 2011 fueron 3.473,86 MWh-Año un 49% más que en el 2010, esto relacionado con una menor generación de energía de la central. Con relación a las compras en desviación en 2011, 227MWh-año, estas se redujeron un 87% con relación a las registradas en el año 2010, situación que se explica por la menor cantidad de eventos que configuraron una generación real con una variación al 5% del despacho programado.

5.2. Recaudo y Cartera

TERMOCANDELARIA, no posee usuarios finales y al estar inmersa en el esquema de pagos y remuneración centralizado por el ASIC, este aspecto no le aplica. Sin embargo a continuación se muestran los ingresos recibidos tanto por el cargo por confiabilidad como por generación de energía en el SPOT.

Tabla 5.2.
INGRESOS POR ENERGÍA TERMOCANDELARIA 2011.

FECHA	GENERACION	CxC	TOTAL
ene-11	\$ 1.164.839.500,02	\$ 5.307.158.985,08	\$ 6.471.998.485,10
feb-11	\$ 3.947.568.001,26	\$ 4.876.804.143,58	\$ 8.824.372.144,84
mar-11	\$ 406.689.996,44	\$ 5.598.832.714,90	\$ 6.005.522.711,34
abr-11	\$ 1.103.055.687,60	\$ 5.048.792.605,44	\$ 6.151.848.293,04
may-11	\$2.164.350.921,64	\$5.380.251.089,50	\$7.544.602.011,14
jun-11	\$ 178.812.503,70	\$ 5.115.227.738,15	\$5.294.040.241,85
jul-11	\$ 268.988.130,99	\$ 5.293.646.868,13	\$ 5.562.634.999,12
ago-11	\$ 2.344.631.832,06	\$ 5.224.438.125,75	\$ 7.569.069.957,81
sep-11	\$ 1.667.936.515,27	\$ 5.535.774.817,20	\$ 7.203.711.332,47
oct-11	\$ 3.764.044.634,80	\$ 5.296.076.362,19	\$ 9.060.120.996,99
nov-11	\$ 3.100.420.589,84	\$ 5.466.411.210,74	\$ 8.566.831.800,58
dic-11	\$ 236.648.243,85	\$ 5.800.298.903,77	\$ 6.036.947.147,62
Total	\$ 20.347.986.557,47	\$ 63.943.713.564,43	\$ 84.291.700.121,90

6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

La Empresa de Termocandelaria S.A E.S.P no cumple con los referentes de gestión financiera de Margen Operacional y Razón corriente, establecidos a través de la Resolución CREG 034 de 2004

La concentración de pasivos en el corto plazo, incidió de manera importante en los resultados de liquidez del negocio, obteniendo un resultado de 0,49 veces frente al referente de 2 veces.

La cartera de la empresa no genera efecto en la rotación de cuentas por cobrar relacionadas con la prestación del servicio.

Tabla 6.1
Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	64,68%	2%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5,14	0	
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	64,09	0	Cumple

Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30	8	Cumple
Razón Corriente – Veces	2,00	0,49	No Cumple

Fuente: SUI

Se obtiene un resultado favorable en el indicador de rotación de cuentas por pagar, reflejando un control y gestión aceptable de la administración pago a proveedores de energía.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

- Gestión Futura, certifica que la información utilizada para la elaboración de los indicadores y los comentarios pertinentes, fue la aprobada por la Asamblea, la cual a su vez tomó TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P. como base para la elaboración de las proyecciones financieras. Luego de analizar la información suministrada, realizar las entrevistas y validaciones pertinentes y acompañar a la empresa durante este periodo de 2011, certifica que la información cargada al SUI, refleja la situación real de TERMOCANDELARIA .
- Según reporte de carga al SUI, se establecen 23 formatos cargados para la vigencia 2011, de los cuales 14 se cargaron de forma extemporánea.
- Los 23 formatos cargados para la vigencia 2011, se encuentran en estado certificado.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los costos operacionales representan una participación crítica del 100,43% de los ingresos operacionales, lo que afecta negativamente los resultados del ejercicio, pasando de obtener una utilidad en el período 2010 a arrojar pérdidas netas en el año 2011.
- Se debe hacer seguimiento al cumplimiento de los indicadores de margen operacional y razón corriente, ya que sus resultados se encuentran alejados de los referentes establecidos en la Resolución 34 de la CREG.