

# INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN TERMOELÉCTRICA DE LA DORADA S.A E.S.P



Libertad y Orden

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA PARA ENERGÍA Y GAS  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Julio 2011**

# INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN TERMOELÉCTRICA DE LA DORADA S.A E.S.P

## ANÁLISIS 2010

**Auditor Externo:** *Eleazar Bernal Asociados y CIA LTDA*

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

#### 1.1 Antecedentes

Como respuesta a las nuevas oportunidades que para el sector privado representó la apertura del sector eléctrico, a finales de 1993 I.C. Industrias S. A. y la firma de banca de inversión Uribe Isaza Venture Capital S.A., presentaron a la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. un proyecto de generación eléctrica privado para ser desarrollado conjuntamente. El día 26 de diciembre de 1994, se constituyó la sociedad Termoeléctrica de La Dorada S.A. Empresa de Servicios Públicos.

El proyecto Termodorada está localizado en el municipio La Dorada (Caldas), y consiste en una planta térmica a gas de 50 MW. La totalidad de la energía será vendida a la Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC a través de un Contrato de Compra y Venta de Energía y Potencia (PPA) con una duración de 15 años. Se destaca que Termodorada es uno de los primeros proyectos de generación eléctrica de carácter privado desarrollado íntegramente por inversionistas colombianos.

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

**Durante el año 2010 se detectaron como los hechos financieros más importantes de la compañía los siguientes:**

- *Una reducción del 37% de los activos por efecto de la eliminación de las valorizaciones.*
- *Una gestión más eficiente de los costos de operación al pasar de una participación sobre ingresos operacionales del 94% al 81%.*
- *Luego de registrar pérdidas netas del ejercicio en 2008 y 2009, se registraron utilidades netas de 759 millones.*
- *La compañía cumple 3 de los 5 indicadores Creg para determinar la posición de riesgo de las empresas del sector eléctrico.*

#### 2.1 BALANCE GENERAL

En el último año los **Activos** de la empresa pasaron de \$ 30.823 millones a \$19.329 millones, registrando una reducción del 37%, que se explica por un ajuste contable en las valorizaciones. La compañía tiene un contrato de compraventa de potencia y energía (Power Purchase Agreement "PPA") celebrado con la CHEC a un plazo de 15 años. De acuerdo con lo estipulado en dicho contrato, la CHEC adquirirá la propiedad de la unidad de generación a la terminación del PPA en septiembre de 2012. Por lo anterior, en el mes de septiembre de 2010 se realizó un ajuste contable para eliminar el registro de valoraciones de activos y el saldo contable del activo se depreciará en el término que resta para la finalización del PPA.

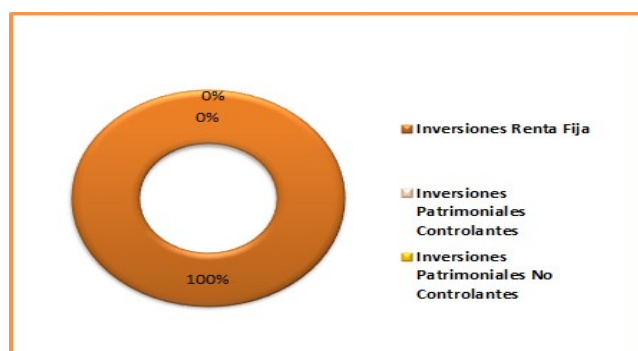
Cuadro 1. Balance General (Fuente: SUI)

BALANCE GENERAL (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
<b>Activos Generadbras</b>	7.536.824	8.419.222	8.018.658	12%	-5%
<b>ACTIVO</b>	33.587	30.823	19.329	-8%	-37%
<b>Activo Corriente</b>	21.157	19.272	16.804	-9%	-13%
Disponible	1.550	103	62	-93%	-40%
Deudores	4.712	10.463	11.301	122%	8%
Inversiones	14.413	8.147	5.012	-43%	-38%
Otros Activos	481	558	429	16%	-23%
<b>Activo No Corriente</b>	12.430	11.551	2.525	-7%	-78,1%
Propiedad, Planta y Equipo	4.364	3.485	2.525	-20%	-28%
Inversiones	0	0	0		
Otros Activos	8.066	8.066	0	0%	-100%
Depreciación Acumulada	27.685	28.574	29.536	3%	3%
<b>PASIVO</b>	18.234	15.868	11.803	-13%	-26%
<b>Pasivo Corriente</b>	7.234	6.106	3.484	-16%	-43%
Obligaciones Financieras	5.804	4.582	1.494	-21%	-67%
Cuentas por Pagar	1.352	1.348	1.696	0%	26%
Otros Pasivos	1	105	202	7844%	93%
<b>Pasivo No Corriente</b>	11.000	9.763	8.319	-11%	-15%
Obligaciones Financieras	11.000	9.763	8.319	-11%	-15%
Cuentas por Pagar	0	0	0		
Otros Pasivos	0	0	0		
<b>PATRIMONIO</b>	15.353	14.954	7.527	-3%	-50%
Capital Suscrito y Pagado	2.070	2.070	2.070	0%	0%

Los activos corrientes de \$16.804 millones están representados por la cuenta de deudores de \$11.301 millones y las inversiones corrientes.

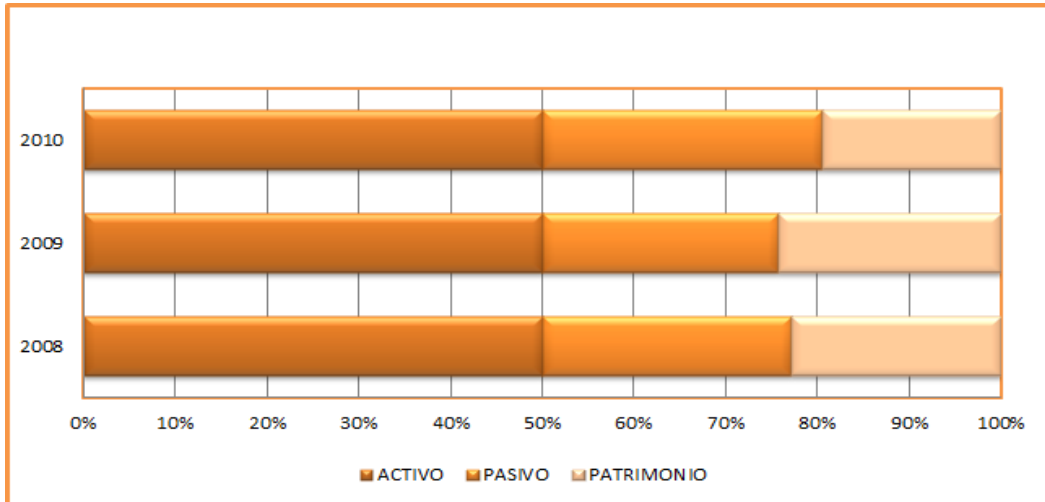
Las inversiones de la empresa ascienden a \$5.012 millones concentradas principalmente en el corto plazo, conformadas en un 100% por títulos de renta fija. La empresa presenta una reducción del 38% en este tipo de inversiones probablemente para amortizar pasivos financieros durante el período, como se verá más adelante.

Gráfica 1. Composición de las Inversiones 2010 (Fuente: SUI)



Los **Pasivos** de la compañía alcanzaron un valor de \$11.803 millones, obteniendo una participación del 61% en la estructura de capital (Ver Gráfica 2). La tendencia a la utilización de deuda ha sido decreciente en los tres años, observando una reducción del 13% entre 2008 y 2009, y del 26% en el último año. Las obligaciones financieras corresponden a un crédito con el banco GNB por valor de \$11.000 millones con un saldo a diciembre de 2010 de \$9.813 millones.

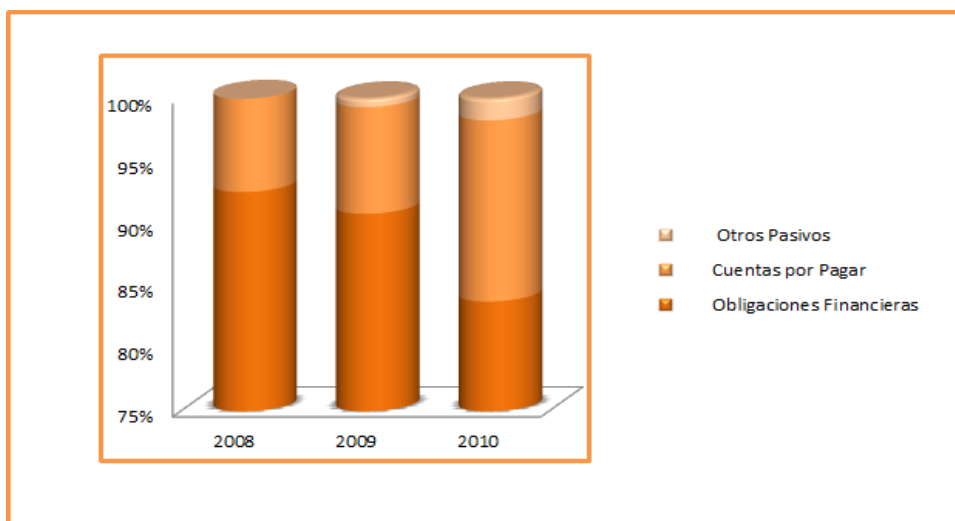
Gráfica 2. Estructura de Capital 2008-2010 (Fuente SUI)



En la composición de la deuda, se halló una participación del 83% de las obligaciones financieras, con una menor participación de las cuentas por pagar y otros pasivos laborales y provisiones de impuestos. La concentración de la deuda en el corto plazo es del 30%.

La empresa registra en 2010 un saldo de deuda pública correspondiente a \$16.006 millones frente a un saldo de \$18.940 millones del año anterior.

Gráfica 3. Composición de la Deuda 2008-2010 (Fuente: SUI)



El **Patrimonio** de la compañía también se vió impactado por el ajuste de las valorizaciones de activos fijos en la cuenta de Superávit por valorizaciones. De este modo, y pese a que el período registró utilidades netas por valor de \$759 millones, su resultado final se redujo en un 50% pasando de \$14.954 millones a \$7.527 millones.

El capital suscrito y pagado se mantuvo constante con un valor de \$2.070 millones en los últimos años.

## **2.2 ESTADO DE RESULTADOS**

Los **ingresos operacionales** se redujeron en un 14% pasando de \$22.531 millones a \$19.435 millones. Los ingresos corresponden al Contrato de compraventa de potencia y energía( Power Purchase Agreement PPA) celebrado con la CHEC, a un plazo de 15 años, con una tarifa fija durante toda su vigencia, pagadera por la disponibilidad de la planta, independiente de su despacho.

De este modo, el mercado de TERMODORADA está asegurado con un contrato de venta de energía con la CHEC, que va hasta la finalización de sus operaciones en septiembre de 2012 a una tarifa preestablecida de US\$0.025KW/h.

Los costos operacionales mejoraron su participación sobre ingresos operacionales pasando del 94% al 86% con un valor de \$15.779 millones en el último año. Aproximadamente el 80% de los costos y gastos que corresponde básicamente a arrendamiento financiero de los equipos electromecánicos de generación, los mantenimientos y a los seguros, que se tienen contratados igualmente en dólares.

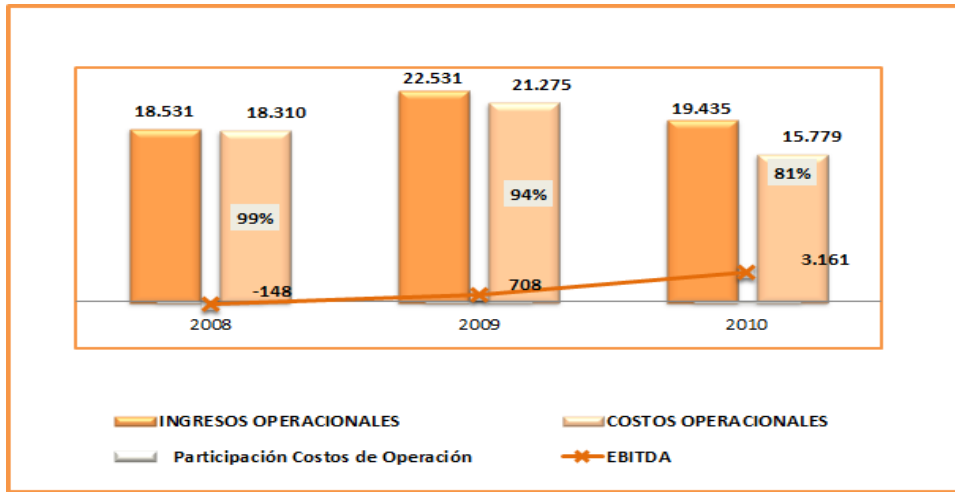
El costo de los arrendamientos por leasing ascienden a \$8.485 millones en 2010, seguido por los mantenimientos y reparaciones de \$2.429 millones.

Cuadro 2.Estado de Resultados 2008 – 2010 (Fuente:SUI)

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 (22 Empresas)	2.105.134	2.861.540	3.025.022	36%	44%
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>	<b>18.531</b>	<b>22.531</b>	<b>19.435</b>	<b>22%</b>	<b>-14%</b>
Generación	18.531	22.531	19.435	22%	-14%
Transmisión	0	0	0		
Distribución	0	0	0		
Comercialización	0	0	0		
<b>COSTOS OPERACIONALES</b>	<b>18.310</b>	<b>21.275</b>	<b>15.779</b>	<b>16%</b>	<b>-26%</b>
Participación Costos de Operación	99%	94%	81%	-4%	-14%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	0	0	0		
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	0	0	0		
<b>GASTOS OPERACIONALES</b>	<b>1.512</b>	<b>1.462</b>	<b>1.683</b>	<b>-3%</b>	<b>15%</b>
Gastos de Administración	1.512	1.462	1.481	-3%	1%
Gastos Deprec, Amort, Provis, y Agotam.	0	0	202		
Participación Gastos de Administración	8%	6%	9%	-20%	33%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>-1.291</b>	<b>-205</b>	<b>1.972</b>	<b>-84%</b>	<b>-1060%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>-148</b>	<b>708</b>	<b>3.161</b>	<b>-579%</b>	<b>347%</b>
<b>INGRESOS NO OPERACIONALES</b>	<b>4.920</b>	<b>4.630</b>	<b>1.167</b>	<b>-6%</b>	<b>-75%</b>
Financiación de Usuarios	24	219	0	828%	-100%
Utilidades Método Participación y Dividendos	0	0	0		
<b>GASTOS NO OPERACIONALES</b>	<b>4.504</b>	<b>4.702</b>	<b>2.381</b>	<b>4%</b>	<b>-49%</b>
Gasto de Intereses	1.087	1.501	1.059	38%	-29%
<b>UTILIDADES NETAS</b>	<b>-874</b>	<b>-278</b>	<b>759</b>	<b>-68%</b>	<b>-373%</b>

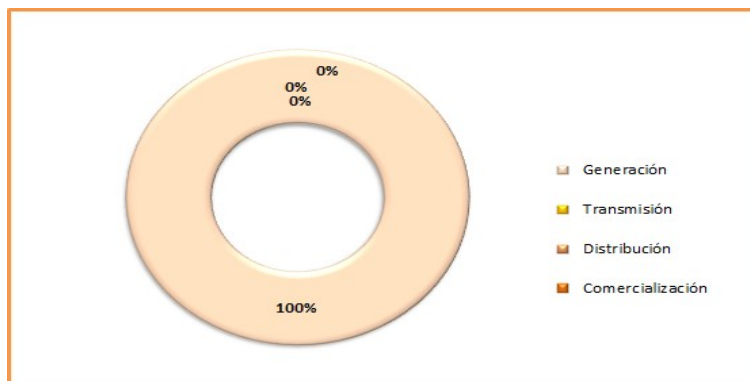
De acuerdo con el informe de la firma AEGR, el costo del combustible es asumido por la CHEC, por lo tanto cualquier variación en el precio de este no tiene incidencia en la finanzas de la empresa.

Gráfica 4. Ingresos Operacionales, Costos Operacionales y Ebitda 2008 - 2010 (Fuente: SUI)



El gráfico 5 muestra la composición de ingresos de la empresa durante 2010.

Gráfica 5. Composición de Ingresos Operacionales 2010 (Fuente: SUI)



Los gastos operacionales, conformados por gastos administrativos y gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones crecieron en un 15%. Dentro de éstos, los gastos administrativos mantienen una participación aceptable del 9% sobre los ingresos operacionales. Según el informe de la firma AEGR la administración de la Empresa está contratada con una entidad especializada que realiza la función de gerencia. Por este concepto, la empresa reconoce honorarios por valor de \$1.107,5 millones.

Para el año 2010 se considera un ingreso de \$348 millones correspondientes a los rendimientos financieros de la disponibilidad de caja. Los ingresos no operacionales totales fueron de \$1.167 millones con un aporte significativo del ajuste por diferencia en cambio de \$809 millones.

Los gastos no operacionales de \$2.381 millones están básicamente representados por los intereses de las obligaciones financieras de \$956 millones y el ajuste por diferencia en cambio de \$966 millones. Se concluye preliminarmente un efecto adverso en el

neto del ajuste por diferencia en cambio con un resultado del gasto mayor al del ingreso.

### 2.3 INDICADORES FINANCIEROS

En los indicadores financieros de la empresa se observa un desempeño más favorable en los márgenes de operación respecto a los años anteriores, al igual que las rentabilidades de activos y patrimonio. Aún así la compañía presenta una elevada carga operativa, tanto por los costos operacionales, como por los gastos de la operación.

El margen de operación del negocio (16,3%) es poco destacado en comparación con el obtenido en promedio por las Generadoras G (27%). Al contrario las rentabilidades de activos y patrimonio del 16,4% y 27,9% superan los promedios del grupo, equivalentes al 9% y 18%, respectivamente. El margen neto es ligeramente superior con un resultado del 3,9% frente al 3% del grupo.

La gestión de liquidez es óptima con un resultado de 4,7 veces debido a la reducción del saldo de las obligaciones financieras de corto plazo. El capital de trabajo ha sido estable en los tres años con un valor de \$13.321 en 2010.

Cuadro 3. Indicadores Financieros 2008 – 2010 (Fuente:SUI)

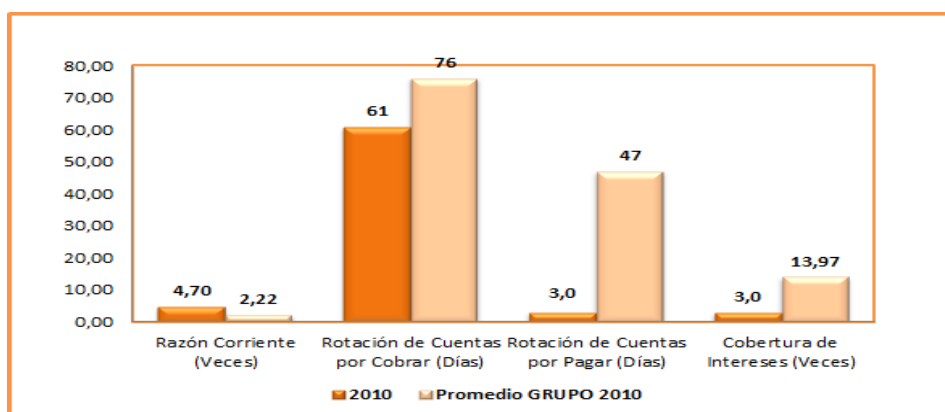
INDICADORES 034/2004	Liquidez y Gestión						Endeudamiento			Rentabilidad			
	Razón Corriente (Veces)	Capital de Trabajo (\$ millones)	Capital de Trabajo Neto (\$millones)	Activo Corriente/ Total (%)	Rotación de Cuentas por Cobrar (Días)	Rotación de Cuentas por Pagar (Días)	% Deuda	Pasivo Corriente /Pasivo Total (%)	Cobertura de Intereses (Veces)	Margen Operacional (%)	Rentabilidad de Activos ROA (%)	Rentabilidad del Patrimonio ROE (%)	Margen Neto (%)
2008	2,86	13.923	18.897	63,0%	60,1	3,0	54%	40%	-0,1	-0,8%	-0,4%	-8,0%	-4,7%
2009	3,06	13.166	18.401	62,5%	58	#DIV/0!	51%	38%	0,5	3,1%	2,3%	-5,3%	-1,2%
2010	4,70	13.321	16.092	86,9%	61	3,0	61%	30%	3,0	16,3%	16,4%	27,9%	3,9%
Promedio GRUPO 2010	2,22	1.422.796	nd	32%	76	47	53%	49%	13,97	27%	9%	18%	3%

En los indicadores de rotación de cuentas por cobrar y rotación de cuentas por pagar, se observa un resultados más eficiente a los promedios del grupo. La rotación de cuentas por cobrar fue de 61 días frente al promedio del grupo de las Generadoras (61 días),y la rotación de cuentas por pagar fue de 3 días mientras que el grupo tarda hasta 47 días en promedio en el cumplimiento de pago con sus proveedores.

El nivel de endeudamiento se observó mayor a pesar de una reducción del 26% de los pasivos totales. Lo anterior por el efecto de la caída del 37% en los activos de la compañía impactando la estructura de capital.

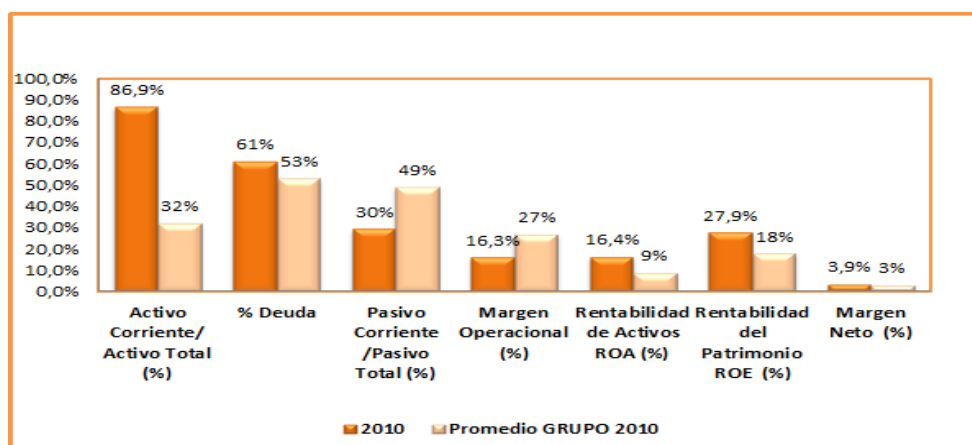


Gráfica 6. Indicadores Financieros 2010 (Fuente:SUJ)



El Ebitda de la empresa mejoró significativamente al pasar de \$708 millones a \$3.161 millones, registrando un aumento del 347%. Pese a este crecimiento, todavía muestra una posición deficiente para los indicadores de margen operacional y cobertura de intereses. El resultado del indicador de cobertura de intereses fue de 3 veces respecto a la exigencia del referente de 5,14 veces.

Gráfica 7. Indicadores Financieros (Fuente:SUJ)



## 2.4 INDICADORES DE GESTIÓN RESOLUCIÓN 034 DE 2004 Y CONCEPTO DE VIABILIDAD DE LA FIRMA AEGR

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. El resultado más alejado del referente se ubica en el margen de operación del 16,3% frente al 64,68% determinado para las generadoras.

Cuadro 4. Indicadores de Gestión.(Fuente SUI)

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	64,68%	5,14	64,15	30	2
Resultado 2010	16,3%	3,0	60,7	3,0	4,70

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

*“La empresa no tiene convenidos planes de gestión y por lo tanto no esta obligada a ningún cumplimiento en este sentido, se trata de una empresa proyecto, su objeto social principal consiste en mantener la disponibilidad de la planta en los términos convenidos con su único comprador de energía, la CHEC de acuerdo con el contrato que termina en el año 2012.*

*Una vez analizados los puntos anteriores, revisados los indicadores financieros las cifras del Balance , los resultados, el informe de gestión se puede concluir que la empresa tiene una positiva viabilidad financiera. No se vislumbra ningún factor que indique o siquiera sugiera alguna dificultad, ni en el inmediato o hasta la finalización de las operaciones, septiembre de 2012, por el contrario las proyecciones muestran unos resultados ampliamente satisfactorios para los años 2011 y 2012.”*

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

La simplicidad técnica del proyecto se demuestra en la utilización de equipos que si bien pueden ser sofisticados, son de poco volumen y peso, silenciosos, y de mínima producción de emisiones a la atmósfera. Consta de dos turbinas que mueven un solo generador, requiriendo un espacio mínimo de 600 M<sup>2</sup>, para una producción de 50 MW.

La Dorada, está ubicada en un sitio privilegiado, al ser el corazón del sistema de distribución de electricidad de la Central Hidroeléctrica de Caldas, en el oriente del departamento. El proyecto se conecta con el sistema de la CHEC, que se encuentra conectada a su vez con el Sistema de Interconexión Nacional mediante una línea de transmisión a 115 kV con la subestación San Felipe (Mariquita, Tolima).

#### 3.1 INVERSIONES

Consultado el SUI, se tiene que la empresa no reportó ejecución de inversión para el año 2010.

#### 3.2 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

Por otra parte el AEGR manifestó que el mantenimiento preventivo y correctivo, denominado mayor, se encuentra contratado con una firma multinacional especializada. Y el mantenimiento rutinario, lo efectúa la sociedad de conformidad con los manuales elaborados por el fabricante y el operador internacional, garantizando un correcto mantenimiento de los equipos.

### **3.3 ASPECTOS AMBIENTALES**

- No se arrojan residuos sólidos en el proceso de generación.
- Las emisiones de la combustión del gas natural se consideran limpias en su aspecto ecológico. Por la misma naturaleza del combustible, el contenido de cenizas, azufre y otras emisiones son prácticamente nulos, frente a las emisiones de gases de la combustión del carbón o crudos pesados.
- No requiere grandes volúmenes de agua, ni revierte a las cuencas agua utilizada. Por otra parte, frente a un proyecto de generación hidráulica, en las plantas térmicas no existe el manejo de recursos hídricos y cuencas.
- Se producen bajos niveles de ruido y utilización mínima de espacio.

## **4 ASPECTOS COMERCIALES**

### **4.1 FACTURACION**

Solamente se presenta una factura al mes. Los términos de cálculo de la factura están clara y previamente definidos en el contrato de venta de energía.

### **4.2 RECAUDO Y CARTERA**

EL recaudo de cartera esta respaldado por un contrato de fiducia, con garantías suficientes, que asegura el recaudo en las fechas de vencimiento.

### **4.3 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES**

No aplica este concepto por no atender usuarios finales.

### **4.4 CALIDAD DEL SERVICIO**

Los resultados operativos y comerciales no muestran desagregación alguna en la calidad de la potencia, la cual ha sido favorecida por el bajo despacho de la planta en los últimos años.

## **5. EVALUACION DE LA GESTIÓN**

### **5.1 Limitación de Suministro**

Consultada la base de datos de X.M S.A, se observo que la Empresa no presento cobros por Limitación de Suministro según resoluciones CREG-001 y CREG-116 en el transcurso del año 2009.

### **5.2 Exposición a Bolsa**

Consultada la base de datos de X.M S.A, se tiene que la empresa para el año 2010 no compro ni vendió energía, ya que Termodorada entrega toda su energía a CHEC, según contrato suscrito entre las dos partes.

Por otra parte, se tiene que la empresa generó la siguiente energía para los últimos años:

Cuadro 5. Generación Real

<b>AÑO</b>	<b>GENERACION REAL (Gwh)</b>
2005	36,80
2006	8,35
2007	14,40
2008	17,30
2009	30,70
2010	15,63

Fuente:XM

La empresa a presentado variaciones significativas entre los años, sin embargo en el año 2010 no genero en el último trimestre, muy posiblemente al aumento en la generación hídrica debido a los aumentos de lluvias ocurridos en el país. Para años como 2005 y 2009 se ve el aumento de la generación de la empresa asociado al aumento de producción térmica en el país para estos años.

### 5.3 Nivel de Pérdidas

No se presentan pérdidas en la operación, ya que el contrato de suministro de potencia y energía establece que estas están a disposición de la CHEC, en sus fronteras.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Revisada la información reportada por Termoelectrica de la Dorada E.S.P al SUI, como generadora de energía eléctrica, se concluye que la empresa no tiene pendiente de reportar información para el año 2010.

Con respecto a la actualización del Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos-RUPS-, se encuentra que la última fue efectuada el 2 de Mayo de 2011.

Por otra parte la empresa tiene en la categoría de "pendiente" en años anteriores el siguiente número de formatos:

Cuadro 6.Formatos Pendientes 2003-2009

<b>AÑO</b>	<b>NUMERO DE FORMATOS COMO PENDIENTE</b>
2003	1
2004	7
2006	4
2009	1

Fuente:SUI

Luego de la revisión de los formatos pendientes la DTGE mediante el radicado SSPD-20102201258571 del 23 de Diciembre de 2010 realizó requerimiento a la empresa para que presentará las explicaciones por el no cargue de la información al SUI, ante lo cual la empresa mediante radicado SSPD-20115290134052 del 22 de Marzo de 2011 dio las explicaciones pertinentes para realizar el cargue de la información pendiente.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Respecto a la información entregada por la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas, se tiene que en el año 2010 la prestadora no fue objeto de investigación.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Cargar al SUI la información mencionada en el presente informe que se encuentra pendiente. Se recomienda adelantar acompañamiento a la empresa para el cargue de Información.
- La empresa no presenta riesgos de mercado debido a los ingresos garantizados del contrato PPA y al precio estable en la tarifa.
- Pese a que la empresa asume simplemente los costos de leasing, más no el combustible para la generación, aún se registra una carga operativa alta con una participación crítica de los costos del 81% sobre ingresos operacionales.
- La rotación de cartera no cumple el indicador, sin embargo cualquier resultado parece libre de riesgo en la medida que la empresa tiene como único destinatario de la energía producida para la CHEC, una empresa perteneciente al grupo EPM con alto respaldo financiero.