

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



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2013

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN

EMGESA S.A E.S.P

ANALISIS AÑO 2012

AUDITOR: Deloitte Asesores y Consultores Ltda.

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

EMGESA S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1980 para desarrollar las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$655.222.312.800 y tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá. Su última actualización en RUPS fue el día 11 de Julio de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	EMGESA S.A. E.S.P.
Sigla	EMGESA S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Lucio Rubio Díaz

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$9.140.079.909.538	\$8.265.855.564.892	10,58%
Activo Corriente	\$1.149.989.657.579	\$967.057.493.964	18,92%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$5.527.868.548.966	\$5.037.780.107.305	9,73%
Inversiones	\$162.552.059.720	\$18.974.880.801	756,67%
Pasivo	\$3.418.729.117.844	\$2.822.794.418.343	21,11%
Pasivo Corriente	\$666.515.216.418	\$834.030.449.968	-20,09%
Obligaciones Financieras	\$316.017.951.857	\$324.499.131.882	-2,61%
Patrimonio	\$5.721.350.791.694	\$5.443.061.146.549	5,11%
Capital Suscrito y Pagado	\$655.222.312.800	\$655.222.312.800	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$9.140 mil millones, presentando un incremento de \$874.224 millones con respecto al año anterior, debido al aumento en Propiedad Planta y equipo en 9,73% con respecto a 2011, como consecuencia del crecimiento en las construcciones en curso, las cuales registraron una variación de \$513.261 millones, pasando de \$218.306 a \$731.567 millones, estas incluyen la construcción del Proyecto el Quimbo en 2012, centrales Termozipa, Pagua, Cartagena y Guavio entre otras.

La cuenta de otros activos, presenta un crecimiento de 9,21% con respecto a 2011 ascendiendo a \$2.429.151 millones, esta variación es explicada por el incremento en las valorizaciones por \$162.516 millones, en especial en plantas dúctos y túneles, como resultado del último avalúo técnico realizado el tercer trimestre de 2012.

Con respecto a las inversiones, se evidencia un incremento de \$143.577 millones, esta variación es provocada por el crecimiento en las inversiones en administración y liquidez en renta fija en certificados de depósito a término, las cuales eran de \$7 millones en 2011 y pasaron a \$146.548 millones en 2012.

El efectivo asciende a \$631.323 millones, como consecuencia del incremento en la cuenta de bancos y corporaciones en \$130.124 millones con respecto a 2011, resultado de operaciones de factoring y confirming sobre facturas emitidas a Codensa.

Por otra parte, la cuenta de deudores, registra una disminución de 22,80% con respecto a 2011 descendiendo a \$326.031 millones, debido a la reducción de la cuenta de clientes de servicio de energía en \$110.431 millones; esta variación se presenta principalmente por los cambios en el vencimiento de la facturación de energía, la cual se evidencia en la cartera de transacciones en bolsa.

El Activo Corriente corresponde al 12,58% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 18,92% con respecto al 2011, pasando de \$967.057 millones en 2011 a \$1.149.990 millones en 2012, compuesto por efectivo de \$501.203 millones; seguido por deudores por \$409.415 millones.

En cuanto a los Pasivos, aumentaron un 21,11%, ubicándose en \$3.418.729 millones en 2012, variación producida en su mayoría por el incremento en \$498.291 millones en títulos emitidos, cuenta que ascendió a \$2.421.277 millones en 2012. La empresa tiene un programa de emisión y colocación de bonos ordinarios en el mercado local, que le permite realizar emisiones sucesivas de estos valores bajo el cupo global autorizado, para diciembre de 2012 la empresa ha colocado 4 emisiones de bonos.

En cuanto a las cuentas por pagar, estas crecieron \$66.696 millones; variación impulsada por el crecimiento en 302,14% de la cuenta de acreedores en dividendos y participaciones, los cuales ascendieron a \$165.910 millones en 2012.

Por otra parte las obligaciones financieras presentaron una reducción de \$8.481 millones con respecto al año anterior, descendiendo a \$316.018 millones, esto generado en su mayoría por la disminución en intereses, comisiones y otros gastos de financiamiento interno con banca comercial.

La empresa realizó la amortización de créditos con Bancolombia, Davivienda, BBVA Colombia y Santander Colombia; adicionalmente realizó refinanciación con tres nuevos créditos por \$305.000 millones, con un plazo de 10 años con amortizaciones semestrales.

El Pasivo corriente corresponde al 19,50% del total del Pasivos, el cual desciende a \$666.515 millones en 2012, presentando una variación de 20,09% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por cuentas por pagar de \$384.951 millones, seguido por Acreedores de \$168.108 millones, y Pasivos estimados y provisiones de \$159.075 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 5,11% equivalente a \$278.290 millones con respecto a 2011, pasando de \$5.443.061 a \$ 5.721.351 millones en 2012, soportado

en el superávit por valorización, el cual asciende a \$2.166.971 y el crecimiento en las utilidades del ejercicio en \$115.774 millones.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 71,99% de los fondos de la Empresa son propios, y el 28,01% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$2.144.329.104.089	\$1.899.157.992.141	12,91%
COSTOS OPERACIONALES	\$880.869.012.983	\$765.450.442.526	15,08%
GASTOS OPERACIONALES	\$350.507.027.094	\$332.722.126.368	5,35%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$912.953.064.012	\$800.985.423.247	13,98%
OTROS INGRESOS	\$19.647.976.600	\$27.143.998.956	-27,62%
OTROS GASTOS	\$149.071.653.004	\$160.374.389.564	-7,05%
GASTO DE INTERESES	\$126.197.845.170	\$143.850.402.904	-12,27%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$783.529.387.608	\$667.755.032.639	17,34%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$2.144.329 millones, presentando un incremento del 12,91% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$245.837, las cuales pasaron de \$1.894.429 a \$2.140.266 millones. El volumen de venta de contratos en bolsa creció, como consecuencia de la mayor generación propia debido a la alta hidrología evidenciada en los primeros meses de 2012.

Los Costos Operacionales fueron de \$880.869 millones, los cuales representan el 41,08% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 15,08% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en las compras en bolsa y/o a corto plazo en \$88.034 millones y el mayor costo de combustibles resultado de la mayor generación térmica en la Central Cartagenera.

Los gastos operacionales aumentaron 5,35%, pasando de \$332.722 a \$350.507 millones, de los cuales \$25.224 millones corresponden a gastos de administración y \$325.283 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración crecieron \$260 millones, variación poco significativa pero que es ocasionada por el aumento de 15,09% en gastos generales especialmente en comisiones, honorarios y servicios.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$17.524 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales presenta un incremento de \$17.289 millones, la cual corresponde a impuesto de renta y complementarios.

La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$912.953 millones presentando un crecimiento de 13,98% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los

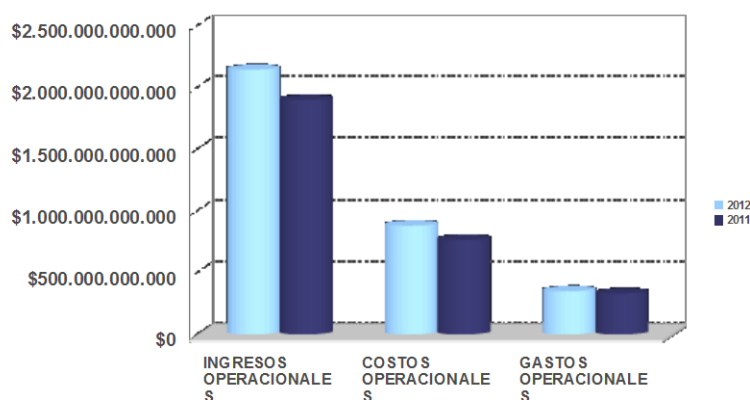
ingresos operacionales, los cuales superaron el incremento evidenciado en los costos y gastos operacionales.

Los Ingresos No Operacionales disminuyeron 27,62% ubicándose en \$19.648 millones, como consecuencia del decrecimiento en la cuenta de recuperaciones en \$6.418 millones.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$149.072 millones, los cuales decrecieron 7,05% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en gastos de intereses en \$17.652 millones, los cuales descienden a \$126.198 millones y corresponden en su mayoría a obligaciones financieras de créditos obtenidos, como consecuencia de las amortizaciones y refinanciación realizada explicadas anteriormente.

La utilidad neta fue de \$783.529 millones, presentando un incremento de 17,34% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en los gastos no operacionales la cual supera la disminución en otros ingresos.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 1,7 veces, indicador que evidencia un incremento de 0,5 veces con respecto al año anterior, este presenta una mejoría como consecuencia del incremento en los activos corrientes y la reducción en los pasivos corrientes; esto quiere decir que la empresa posiblemente podría cubrir sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$1.149.990 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$666.515 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 25 días pasando de 57 días en 2011 a 32 días en 2012, lo que implica que la empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, mejorando la gestión de cobro de su cartera, como consecuencia de la reducción evidenciada en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 97 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 26 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 123 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,7	1,2
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	32	57
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	97	123
Activo Corriente Sobre Activo Total	12,58%	11,70%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	37,4%	34,2%
Patrimonio Sobre Activo	62,6%	65,8%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	19,5%	29,5%
Cobertura de Intereses – Veces	10,9	8,7
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	1.382.875.490.308	1.263.037.089.526
Margen Operacional	64,5%	66,5%
Rentabilidad de Activos	15,1%	15,3%
Rentabilidad de Patrimonio	26,2%	25,3%

Fuente: SUI

El Activo corriente corresponde al 12,58% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una reducción de 0,88% con respecto al 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 37,4%, en el cual se evidencia un incremento de 3,3% con respecto al año anterior, año en el que era de 34,2%, esta variación es explicada en el crecimiento de los pasivos de la empresa, impulsado principalmente por los títulos emitidos.

El 62,6% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que decreció con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 65,8% de los Activos, debido al incremento del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 15,7% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 17,3% con respecto al año anterior, el cual era de 33,0%, lo que implica que la compañía tiene menores obligaciones a corto plazo

La empresa presenta una cobertura de intereses de 10,9 veces, se evidencia una mayor capacidad de pago de estos con respecto al año anterior como consecuencia de la disminución de los gastos de intereses en 2012.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$119.838 millones con respecto al año anterior, pasando de \$1.263.037 a \$1.382.875 millones en el 2012, debido al incremento en los ingresos operacionales.

El margen operacional en 2012 fue de 64,5%, presentando una disminución de 2,02% con respecto a 2011, año en el cual fue de 43,8%; a pesar del incremento evidenciado en el EBITDA, la reducción en el indicador es consecuencia del crecimiento en mayor proporción en los ingresos operacionales, lo que indica que la reducción en la rentabilidad no representa disminución en las utilidades.

La rentabilidad de los Activos se redujo 0,15% con respecto al año anterior ubicándose en 15,1%, por otra parte la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 0,94 con respecto a la vigencia anterior, siendo de 26,2% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Infraestructura

EMGESA S.A. E.S.P. cuenta con diez centrales de generación hidráulica y dos térmicas, ubicadas en el departamento de Cundinamarca y Bolívar.

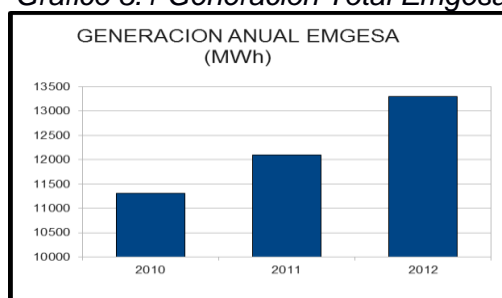
Tabla 3.1. Centrales De Generación Emgesa

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
Central Hidroeléctrica Guavio	1,2
Central Hidroeléctrica Betania	540,0
Central Hidroeléctrica Paraíso	276,0
Central Hidroeléctrica Guaca	324,6
Central Hidroeléctrica Charquito	19,5
Central Hidroeléctrica Tequendama	19,5
Central Hidroeléctrica Limonar	19,5
Central Hidroeléctrica La Tinta	19,5
Central Hidroeléctrica San Antonio	19,5
Central Hidroeléctrica La Junca	19,5
Central Térmica Martín del Corral	240,0
Central Térmica Cartagena	208,0
TOTAL	1706,8

Fuente. EMGESA S.A. E.S.P.

Durante 2012 la generación neta de EMGESA fue de 13.294 GWh, 9,94% más que en el año anterior, con aportes del parque hidráulico de 95,47% y del parque térmico de 4,53%.

Grafico 3.1 Generación Total Emgesa



Fuente. EMGESA

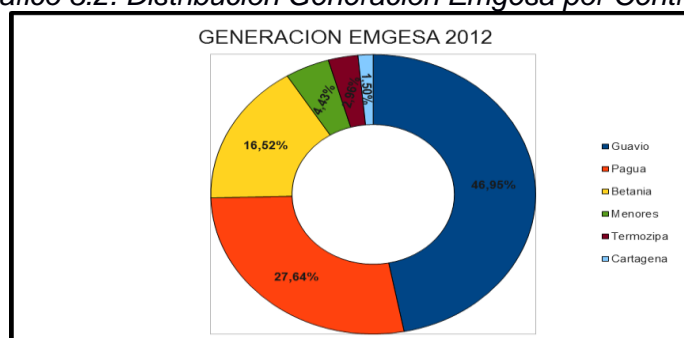
Se destaca la participación de la central Guavio con 6.236 GWh, lo que representó un incremento de 38% respecto a la generación de 2011. En el mes de agosto esta central obtuvo la máxima generación histórica mensual desde su puesta en servicio con 799,6 Gwh.

La central Termozipa durante el año 2012 generó 398 Gwh, aproximadamente 50% más que la generación del año 2011. La generación de la cadena Pagua fue 3.674 GWh y la de la central Betania 2.194 GWh. La central Betania alcanzó su máxima generación histórica mensual durante los meses de enero y abril.

La energía aportada por las centrales hidráulicas con despacho centralizado representó el 91,11% de la producción de la Compañía.

La generación de las centrales menores llegó a 588 GWh, equivalente a 4,43% de la generación total de EMGESA, debido a la alta hidrología presentada en el río Bogotá. Con la disponibilidad de las unidades se aprovechó el recurso y se minimizaron impactos de inundación sobre la inspección de Charquito cuando fueron requeridas por la CAR bajo concepto MMECREG-17189 de 1999 y llamadas por el Sistema Interconectado Nacional bajo resolución CREG 033 de 2007.

Grafico 3.2. Distribución Generación Emgesa por Centrales



Fuente. Memoria Anual EMGESA 2012

Proyecto El Quimbo

El proyecto El Quimbo considera un embalse sobre el Río Magdalena mediante una presa de tierra localizado unos 1.300 metros aguas arriba de la confluencia del Río Páez con el Río Magdalena, en el departamento del Huila, con una capacidad instalada de 400 MW de potencia y una generación media anual de 2.216 GW/h.

Las obras de aprovechamiento hidroeléctrico consisten en una presa, un dique auxiliar de cierre, un sistema de desviación en base a túnel, una descarga de fondo, un vertedero, un sistema de conducción y una casa de máquinas a pie de presa. El embalse tendrá una longitud de 55 Km al nivel máximo normal de operación (cota 720 msnm), un ancho máximo de 4 km y un ancho promedio de 1,4 Km. El área de inundación sería de 8.250 ha y el volumen total del embalse de 3.215 hm³.

El precio de la remuneración de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) asignadas al proyecto El Quimbo, dentro del esquema del cargo por confiabilidad que recibiría EMGESA por el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2034, corresponden a US\$13,998 por MWh (constantes de mayo de 1998; este valor será actualizado de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen o adicionen).

En el año 2012, EMGESA reprogramó la entrada en operación de la segunda unidad hasta el 1 de febrero de 2015. Esta reprogramación es consecuencia de situaciones externas como la aprobación de la licencia ambiental y la situación de orden público que no permitió el desvío del río en la fecha estimada.

Con el fin de lograr cumplir con la nuevas fechas de entrada, se estableció una ruta crítica del proyecto que incluye: a) Contrato CEQ-21: recuperación en el atraso de la entrega de la viga carrilera entre ejes 7 a 11 por parte del contratista; b) CEQ-21: Eventual cambio de la estructura en concreto por estructura metálica, con una ganancia del orden de 30 días; c) Contrato CEQ-70: Eventual aceleración de las labores de equipamiento con una recuperación de 45 días en la Unidad 1 y 30 días en la unidad 2; d) Vías sustitutivas y puentes: Esperar el resultado de la licitación y acordar de ser necesario con el contratista seleccionado una aceleración del trabajo; y e) campaña para llegar acuerdos con los habitantes y evitar reasentamientos.

En relación con los contratos CEQ-21 y CEQ-70 a diciembre de 2012, se había ejecutado un 31,20% (programado 36,36%) y un 39,85% (programado 47,43%). A la fecha de nuestro informe no podemos expresar una opinión respecto si esta ejecución podrá atrasar el proyecto nuevamente.

3.2 Mantenimiento

Dentro del mantenimiento ejecutado por EMGESA S.A. E.S.P. en el año 2012 se destaca el realizado para las tres hidroeléctricas con mayor capacidad de generación:

Guavio

- Se ejecutaron los mantenimientos anuales en todas las unidades, destacándose el cambio del Rodete de la unidad 2, cambio de los polos 2 y 12 en la unidad 4 y de los polos 3, 4 y 15 en la unidad 5.
- Se realizó inspección al túnel de fuga encontrándolo en buenas condiciones.
- Se realizaron pruebas de modelamiento de los reguladores de todas las unidades.

Betania

- Se ejecutaron los mantenimientos anuales en las tres Unidades. En la Unidad 2 se recuperaron los servomotores del regulador, el revestimiento metálico del tubo de aspiración y la pintura de la compuerta de servicio en captación, cambio de Buje de 230 kV y corrección de fugas de aceite en la fase S del transformador principal. En la Unidad 1 se cambió Buje 230 kV en la fase R del transformador principal.
- Se solucionó a la falla que se venía presentando en el regulador electrónico de velocidad de la Unidad 3.
- Se presentó daño del transformador de excitación de la Unidad, éste fue reemplazado con el transformador de repuesto.

Paraíso

- Durante el mantenimiento anual de la Unidad 3 se instaló Protección Diferencial y de sobre-corriente del transformador de Excitación; cambio de interruptor de campo.
- Cambio del polo de la fase B del interruptor de Potencia de la Unidad 1.
- Durante el mantenimiento Anual de la Unidad 2 se realizó el mantenimiento de polos 1, 2, 8 y 12 del rotor del generador; cambio de los 22 soportes interpolares.
- Montaje del nuevo Banco de Baterías de 125 VDC.

En lo que respecta a las centrales térmicas se tiene lo siguiente:

Cartagena

- Mantenimientos mayores de la Unidades 1 y 2. En la Unidad 1 se realizó montaje de la pared frontal de la caldera, 110 tubos, desde colectores inferiores hasta caja de aire; construcción de muro cortafuego para el transformador principal de la Unidad. Y en la Unidad 2 se recuperó su Capacidad Efectiva Neta de 60 MW con el cambio de canastillas de la caldera, la cual venía limitada a 52 MW por obstrucción de dichas canastillas.
- En el mes de septiembre se corrigió el problema de altas vibraciones en el cojinete de la excitatriz de la Unidad 1.
- En abril se realizó mantenimiento en la Unidad 3, reemplazando la tubería frontal de caldera.

3.3 Aspectos Ambientales

Durante el 2012 se ejecutaron las actividades ambientales definidas en los Planes de Manejo Ambiental (PMA) para las centrales de generación Guavio, Cartagena, Betania, Cadena Pagua y las centrales de la antigua cadena CASALACO compuesta por las centrales de Charquito, San Antonio, Tequendama, Limonar, La Junca y La Tinta.

Estos planes de manejo comprenden la ejecución de programas aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) encaminados a prevenir, mitigar y controlar los aspectos ambientales derivados del proceso de generación, optimizando el uso de recursos, gestionando los residuos y los riesgos ambientales. Incluyen planes de seguimiento, monitoreo y contingencia. Asimismo, la autoridad ambiental realizó visitas de seguimiento al cumplimiento de estos planes de manejo en las centrales Guavio, Betania, Cartagena y Cadena Pagua.

En el embalse Guavio continuó el “Programa de Conservación y Producción sostenible para la conservación del recurso hídrico, la biodiversidad y servicios ambientales en el área de influencia del embalse de Guavio” suscrito en el año 2008 con la Corporación Autónoma Regional del Guavio (Corpoguavio) y la Fundación Patrimonio Natural, cuya ejecución total se tiene prevista en 3 años. En 2012 se realizaron actividades de seguimiento a las 33 hectáreas de sistemas de producción sostenible que involucran bancos mixtos de forraje para ganadería, sistemas agroforestales con café, protección de fuentes hídricas y corredores ribereños implementados en 2010; asimismo, durante 2012 se realizó la reconversión del suelo en 15 hectáreas adicionales.

Como estrategia de mejora continua y de seguimiento a variables ambientales críticas, se iniciaron los siguientes proyectos:

- Monitoreo en línea de emisiones que busca controlar y monitorear de manera continua y en tiempo real, las emisiones de gases de las centrales térmicas y en el caso particular de la central Cartagena se adicionó la variable de material particulado.
- Monitoreo continuo de la concentración de ácido sulfhídrico (H₂S) con el objetivo de monitorear de manera permanente las condiciones de calidad de aire asociadas a la presencia de H₂S en la zona de influencia de la Central Paraíso

4. ASPECTOS COMERCIALES

Cantidad de suscriptores

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	0	0.00%
Total No Residencial	969	100.00%
Total Suscriptores	969	100.00%

Fuente: SUI

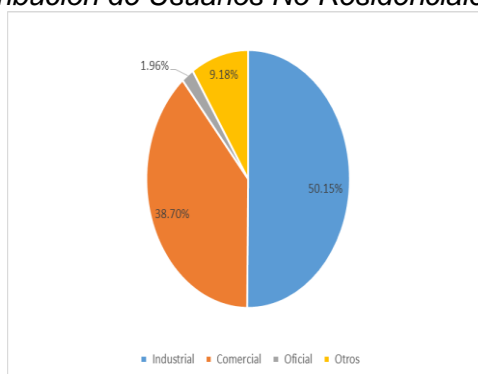
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la empresa EMGESA para el año 2012 es de 969, todos correspondientes al sector no residencial.

Tabla 4.1.2 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	486	50.15%
Comercial	375	38.70%
Oficial	19	1.96%
Otros	89	9.18%

Fuente: SUI

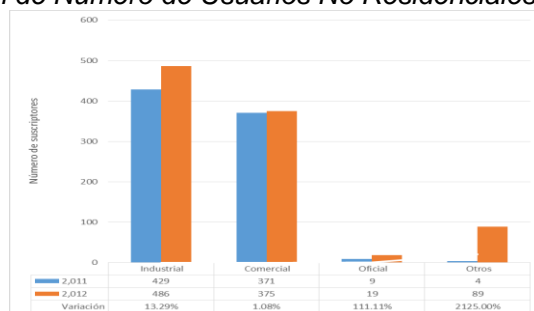
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 50.2% de los usuarios pertenece al sector industrial, el 38.7% al sector comercial y el 9.2% a otros.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.2 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros y en el sector oficial.

Tabla 4.1.4 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

Columna	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total - Estrato 1	2.737.327	0	0.00%
Total - Estrato 2	4.317.969	0	0.00%
Total - Estrato 3	2.375.182	0	0.00%
Total - Estrato 4	746.906	0	0.00%
Total - Estrato 5	290.667	0	0.00%
Total - Estrato 6	181.398	0	0.00%
Total - Industrial	46.971	486	1.03%
Total - Comercial	627.674	375	0.06%
Total - Oficial	53.919	19	0.04%
Total - Otros	39.970	89	0.22%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.4 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector industrial con el 1%, y a otros, con el 0.2%.

Consumos

Tabla 4.1.5 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	0	0.00%
Total No Residencial	2,799,871,362	100.00%
Total Suscriptores	2,799,871,362	100.00%

Fuente: SUI

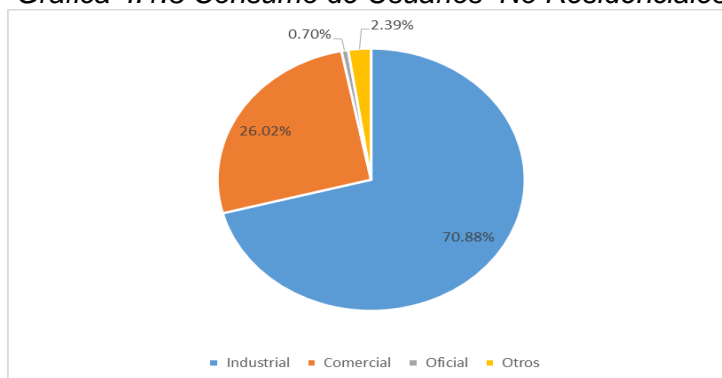
En la Tabla 4.1.5 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander para el año 2012 es de 2.799.871.362 Kwh, todo correspondiente al sector no residencial.

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	1,984,641,233	70.88%
Comercial	728,567,400	26.02%
Oficial	19,618,151	0.70%
Otros	67,044,578	2.39%

Fuente: SUI

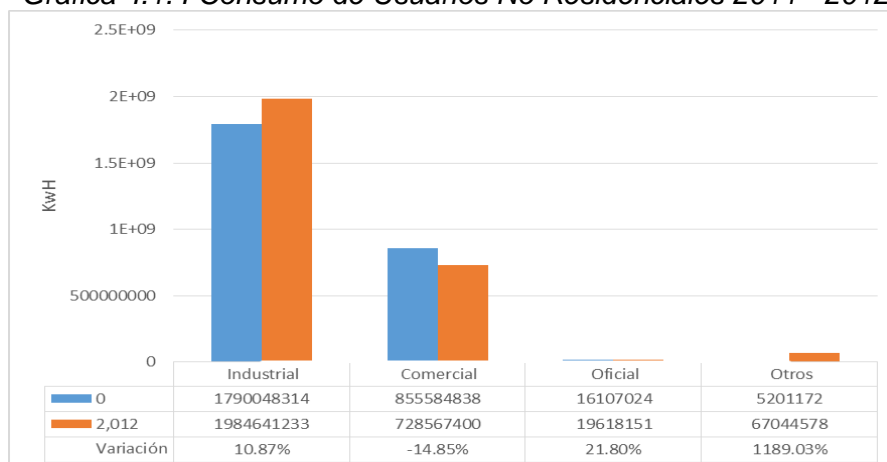
Gráfica 4.1.3 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.6 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 70.9% corresponde al sector industrial, seguido del comercial con el 26%.

Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, mientras que en el sector comercial el consumo disminuyó en el 14.9%.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
ANTIOQUIA	89,632,244	37,895,663	977,435		128,505,342
ARAUCA	147,089				147,089
ATLANTICO	19,579,878	56,597,812	0	11,115,944	87,293,634
BOLIVAR	8,156,145	6,577,981			14,734,126
BOYACA	17,950,111	3,081,797			21,031,908
CALDAS	13,683,306	1,182,433			14,865,739
CASANARE	2,798,339	744,741			3,543,080
CAUCA	53,429,880	3,354,720			56,784,600
CESAR	24,405,873	11,849,958			36,255,831
CORDOBA	3,818,242	935,629			4,753,871
CUNDINAMARCA	669,183,684	106,576,901	165,520	19,581,657	795,507,762
D.C.	768,304,510	407,714,671	17,752,728	36,029,831	1,229,801,740
GUAINIA		104,236		317,146	421,382
HUILA	28,897,399	3,383,668			32,281,067
MAGDALENA	12,023,438	1,774,284			13,797,722
META	12,189,566	5,216,123	91,314		17,497,003
NARINO		1,142,205			1,142,205
NORTE DE SANTANDER	33,540,335	7,096,634	190,495		40,827,464
PUTUMAYO	33,770,155				33,770,155
QUINDIO	1,015,776	391,591			1,407,367
RISARALDA	34,155	12,125,918			12,160,073
SANTANDER	51,443,642	19,278,111	293,419		71,015,172
TOLIMA	79,362,012	4,173,167	147,240		83,682,419
VALLE	61,275,454	37,369,157			98,644,611

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.7 puede concluirse que el consumo de energía de EMGESA corresponde a 24 departamentos. Los mayores consumos corresponden al Distrito Capital con el 43.9% del total, a Cundinamarca con el 28.4% y al departamento de Antioquia con el 4.6%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

Columna	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Estrato 1	4,407,223,508	0	0.00%
Total Estrato 2	6,109,402,080	0	0.00%
Total Estrato 3	3,964,116,282	0	0.00%
Total Estrato 4	1,453,637,917	0	0.00%
Total Estrato 5	710,278,398	0	0.00%
Total Estrato 6	680,918,417	0	0.00%
Total Industrial	10,065,526,292	1,984,641,233	19.72%
Total Comercial	7,060,243,373	728,567,400	10.32%
Total Oficial	1,079,445,070	19,618,151	1.82%
Total Otros	1,984,751,818	67,044,578	3.38%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.8 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 19.7%, y al sector comercial con el 10.3%.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2010	Resultado	Observación
Margen Operacional	52,18%	64,49%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	10,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	62,00	31,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30,00	97,2	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	1,7	Cumple

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Emgesa cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros establecidos para evaluar la Gestión de Resultados.

La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra dentro del referente establecido, la empresa ha obtenido resultados eficientes en este indicador como resultado del cambio en la regulación en la que la política de pago de contratos nuevos debe ser a 30 días

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones no se encuentra dentro del referente determinado, la Empresa expone que el costo de ventas aumentó en el año 2012 y añade que se mantiene vigente la política de pago de la compañía y las condiciones del mercado.

La empresa cuenta con capacidad de comprometer sus activos corrientes para cubrir sus obligaciones a corto plazo, la razón corriente se encuentra sobre el nivel establecido, los activos corrientes presentaron un incremento con respecto al año anterior, estos superan los pasivos corrientes.

El margen operacional supera el referente establecido, pero disminuye con respecto al año anterior como consecuencia del crecimiento evidenciado en los ingresos operacionales, el cual supera el presentado en el EBITDA.

Con respecto a la cobertura de intereses, la empresa cumple con el referente establecido para este indicador, el cual presenta mejoría con respecto al 2011 como consecuencia del incremento del EBITDA y de la disminución en los gastos financieros. Los intereses son menores en 2012 debido a la reducción del saldo de la deuda vigente, la cual se produce como resultado de las amortizaciones efectuadas y de la refinanciación de los vencimientos programados.

Con respecto al comportamiento presentado en los indicadores financieros de gestión y resultados, y sobre el cumplimiento de estos, el auditor señala que ha revisado las explicaciones dadas por la empresa y las encuentra razonables.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

La Empresa EMGESA S.A ESP, de los 394 formatos habilitados presenta 67 con reporte extemporáneo y presenta los siguientes formatos pendientes de reporte:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de reporte.

FORMATO	RESOLUCIÓN	ESTADO FINAL	PERIODO	PERIODICIDAD	AÑO
FORMATO 25	20102400008055	Pendiente	2	Mensual	2012
FORMATO 25	20102400008055	Pendiente	1	Mensual	2012
MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012
NOVEDADES PDF ENERGIA	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012
ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012
VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012
ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS E	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012
CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTE	20102400008055	Pendiente	1	Anual	2012

Fuente SUI

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

La empresa analizada solamente atiende usuarios no residenciales y la información se muestra a continuación:

Tabla 6.2. Usuarios reportados para el 2012.

	Areas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Otros
Enero		360	4		427		9
Febrero		323	4		417		9
Marzo		323	4		416		9
Abril		327	4		423		9
Mayo		332	4		425		9
Junio		333	4		425		9
Julio		333	4		423		9
Agosto		334	4		425		9
Septiembre		334	4		432		10
Octubre	9	207	19	20	460	51	20
Noviembre	9	205	19	20	456	51	20
Diciembre	9	207	19	20	460	50	19

Fuente SUI

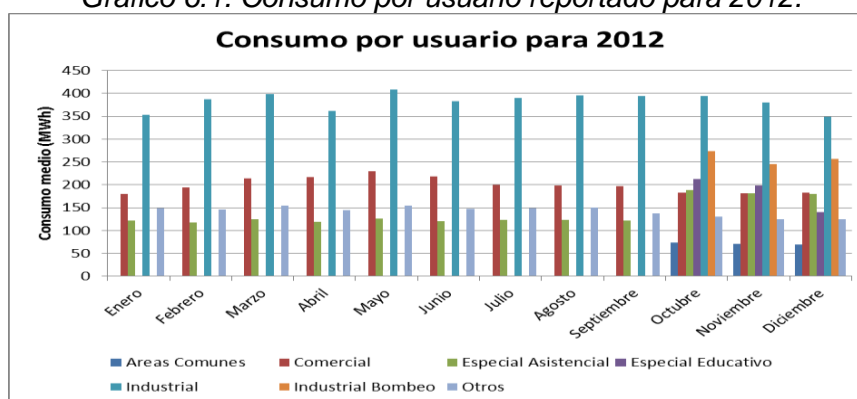
Consumo medio (MWh)

Tabla 6.2. Consumo por usuario reportado para el 2012.

	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Otros
Enero	0	180.1	122.0	0	352.7	0	149.4
Febrero	0	194.7	117.7	0	386.8	0	145.3
Marzo	0	213.7	125.0	0	398.5	0	154.9
Abril	0	217.0	119.5	0	361.8	0	144.8
Mayo	0	229.5	126.0	0	409.0	0	154.4
Junio	0	218.9	119.9	0	383.1	0	146.7
Julio	0	199.8	122.7	0	389.5	0	148.7
Agosto	0	199.0	123.7	0	394.9	0	150.3
Septiembre	0	197.0	121.2	0	393.9	0	137.9
Octubre	73.6	182.4	188.1	212.1	394.0	274.1	130.9
Noviembre	70.9	181.8	181.0	197.9	379.7	245.1	125.2
Diciembre	69.3	183.3	180.1	140.9	348.1	256.1	124.6

Fuente SUI

Grafico 6.1. Consumo por usuario reportado para 2012.



Fuente SUI

Facturación media (Millones de pesos)

Tabla 6.3. Facturación por usuario reportada para el 2012.

	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Otros
Enero	0.0	44.1	30.8	0.0	79.5	0.0	38.2
Febrero	0.0	45.8	28.4	0.0	82.8	0.0	35.5
Marzo	0.0	50.1	30.3	0.0	87.8	0.0	36.9
Abril	0.0	49.1	28.3	0.0	77.6	0.0	34.7
Mayo	0.0	51.2	30.4	0.0	85.9	0.0	37.7
Junio	0.0	49.1	28.5	0.0	81.1	0.0	35.3
Julio	0.0	46.3	28.8	0.0	83.1	0.0	35.2
Agosto	0.0	48.2	31.3	0.0	89.9	0.0	38.1
Septiembre	0.0	49.2	31.4	0.0	92.4	0.0	38.1
Octubre	20.7	46.1	47.6	57.6	90.9	59.0	36.3
Noviembre	19.4	45.3	44.8	51.6	86.2	52.5	34.1
Diciembre	19.4	46.5	45.6	37.8	81.2	56.6	34.4

Fuente SUI

Gráfica 6.2. Facturación por usuario reportado para 2012.



Fuente SUI

La empresa analizada muestra consistencia en la información reportada, para consumos y facturación, indicando esto oportunidad y calidad en el reporte de la misma.

Mesas de ayuda

A continuación se muestra las mesas de ayuda registradas para el año 2012

Tabla 6.4. Mesas de ayuda.

APLICACION	CONTESTADA	CERRADA
SIN ASIGNAR		2
VALIDADOR		1
CARGUE MASIVO		34
ESTADOS FINANCIEROS		1
LOGINS		3
SITIO SUI	1	18
CAMBIO DE DATOS		5
AMPLIACION PLAZO		1
TOTAL SOLICITUDES	1	65

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones al prestador EMGESA S.A ESP

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa presenta utilidades operacionales y netas en los dos periodos de análisis, al igual que incremento en el EBITDA, la rentabilidad operativa de la empresa es superior al 60%, a pesar de la reducción presentada en el margen operacional con respecto a 2011.

La empresa mejoró su liquidez, aumentando la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo, adicionalmente se evidencia una mejoría en la gestión de cobro y pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.

En cuanto al nivel de endeudamiento, este creció como resultado del aumento en las cuentas por pagar, incrementando el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía, no obstante la mayoría de los recursos con los que cuenta la empresa son propios.