

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMGESA S.A. E.S.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Abril 2015**

EMGESA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

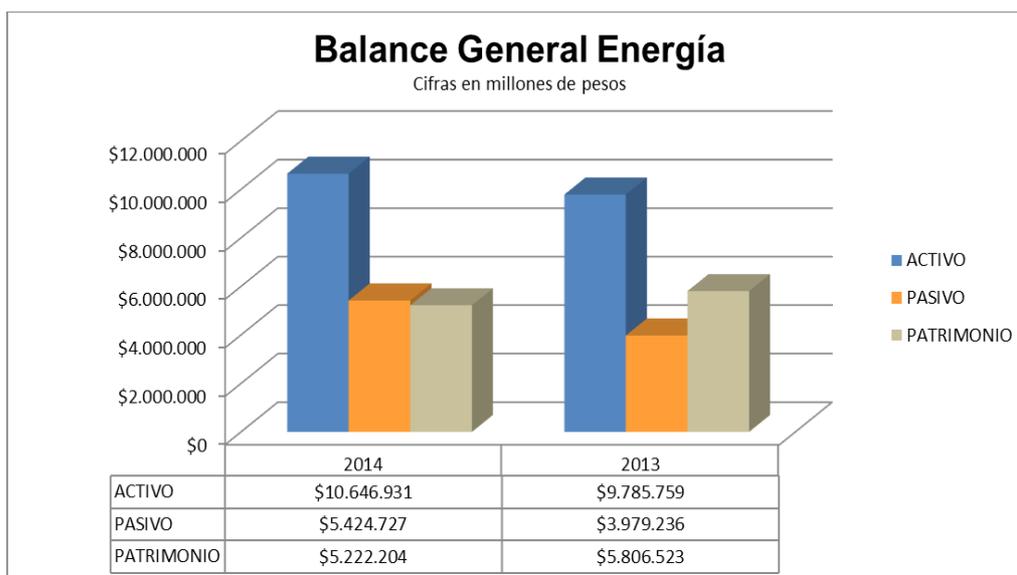
EMGESA S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de Generación y Comercialización de Energía Eléctrica en el sistema interconectado. La empresa tiene un capital suscrito y pagado de \$655.222.312.800 dividido en 286.762.927 acciones con un valor nominal de \$4400, cada una, y tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día febrero 26 de 2015.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Emgesa S.A. E.S.P.
Sigla	Emgesa S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Lucio Rubio Díaz
Actividad desarrollada	Generación y Comercialización
Año de entrada en operación	1980

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$10.646.930.695.436	\$9.785.758.783.444	8.80%
Activo Corriente	\$1.372.877.162.420	\$1.285.370.791.551	6,81%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$6.743.967.718.883	\$6.018.819.959.298	12,05%
Inversiones	\$642.905.557.933	\$564.595.655.598	13,87%
Pasivo	\$5.424.727.010.789	\$3.979.235.619.682	36.33%
Pasivo Corriente	\$1.969.467.118.679	\$861.380.601.371	128,64%
Obligaciones Financieras	\$305.821.410.659	\$306.543.277.091	
Patrimonio	\$5.222.203.684.647	\$5.806.523.163.762	-10,06%
Capital Suscrito y Pagado	\$655.222.312.800	\$655.222.312.800	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascienden a \$10.646.931 millones, presentando un incremento de 8,80% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Pasó de \$564.596 millones en el 2013 a \$642.905 millones en el 2014. Este aumento obedeció al incremento en \$78.310 millones de los certificados de depósito a término, con lo que para diciembre de 2014 este rubro alcanzó la suma de \$642.905 millones. Según información de las Notas a los Estados Financieros los CDT tienen una tasa promedio del 4,31% efectiva anual y las fiducias una del 2,97% efectiva anual.

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta ascendió a \$388.268 millones, disminuyendo en \$27.477 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro el 61% corresponde a cuentas por cobrar servicios de Energía, no obstante lo cual la compañía tiene \$3.395 millones provisionados del valor de las cuentas por cobrar de servicios de energía, equivalente al 1,42% de estas.

Propiedad Planta y Equipo: Siendo éste el rubro más importante del activo con una participación del 63,3%, es necesario destacar que a diciembre de 2014 presentó un incremento del 12,05% con relación al año anterior, alcanzando un valor de \$6.743.968 millones. De dicho rubro sobresalen con el 66% y el 29% la cuentas de plantas ductos y túneles con \$4.422.498 millones y Construcciones en Curso \$1.985.772 millones, respectivamente, incluida la depreciación.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$258.619	\$0	\$258.619	\$10.025	\$2.68.643
Construcciones en Curso	\$1.985.772	\$0	\$1.985.772	\$0	\$1.985.772
Maquinaria, Planta y Equipo	\$2.556	\$0	\$2.556	\$0	\$2.556
Edificaciones	\$80.979	-\$31.187	\$49.791	\$7.665	\$57.456
Plantas, Ductos y Túneles	\$7.219.390	-\$2.796.892	\$4.422.498	\$2.145.174	\$6.567.672
Redes, Líneas y Cables	\$545	-\$545	\$0	\$0	\$0
Maquinaria y Equipo	\$35.671	-\$24.801	\$10.870	\$4.568	\$15.439
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$12.960	-\$6.994	\$5.966	\$1.027	\$6.994
Equipos de Comunicación y Computación	\$31.201	-\$24.978	\$6.223	\$151	\$6.374
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$6.449	-\$4.776	\$1.673	\$240	\$1.914

En relación con el Pasivo, que a diciembre 31 de 2014 se ubicó en \$5.424.727 millones, es preciso señalar que presentó un incremento del 36,33% equivalente a \$1.445.491 millones con relación al mismo periodo del año anterior. El pasivo se encuentra compuesto de la siguiente manera: Obligaciones Financieras, \$305.821 millones; Cuentas por pagar, \$1.201.295 millones; Obligaciones laborales, \$13.075 millones; Otros bonos y títulos emitidos, \$3.440.729 millones; Pasivos estimados y provisiones, \$461.645 millones; y otros pasivos, \$2.161 millones.

Del pasivo resalta el valor de los bonos que durante el 2014 ascendió a \$3.440.729 millones, correspondiendo al 92% de la financiación de Emgesa. En efecto la compañía financia sus requerimientos de capital mediante la expedición de bonos que, dicho sea de paso, resulta ser la fuente más eficiente en términos de plazo y flexibilidad documental (no covenants), según información de la prestadora.

Dentro de las cuentas por pagar son los acreedores y los bienes y servicios los que representan el valor más significativo con el 87% y 9%, respectivamente, del total de este rubro, equivalente a \$1.201.295 millones.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un descenso de 10,06% con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$5.222.204 millones. Esta disminución se explica por la distribución de dividendos a 31 de agosto de 2014 ordenada por la Asamblea General de Accionistas por valor de \$719.310 millones, que serán pagados durante el 2015. Sin embargo, como forma de presentación en el balance se muestran en el patrimonio como anticipo, según consta en las Notas a los Estados Financieros.

Con relación a la estructura de capital, el 49% de los fondos son propios y el 51% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$2.614.475.280.138	\$2.397.427.841.111	9.05%
Costos Operacionales	\$1.012.827.351.615	\$1.037.595.426.489	-2.39%
Gastos Operacionales	\$483.912.852.241	\$425.668.202.821	13.68%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$1.117.735.076.282	\$934.164.211.801	19.65%
Otros Ingresos	\$35.769.943.400	\$61.930.772.648	-42.24%
Otros Gastos	\$147.972.439.298	\$125.649.254.430	17.77%
Gastos de Intereses	\$124.414.746.948	\$113.814.294.043	9.31%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.005.532.580.384	\$870.445.730.019	15.52%

Fuente: SUI Cifras en pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, Servicio de Gas Combustible y otros servicios para diciembre de 2014 se ubicaron en \$2.614.475 millones, presentando un aumento del 9,05% con respecto a diciembre de 2013. La descomposición de los servicios de energía eléctrica se efectúa de la siguiente manera: Generación, \$1.823.546 millones; y Comercialización \$783.588.

Los Costos Operacionales representan el 38,7% de los Ingresos Operacionales con corte a diciembre de 2014, registrando un decrecimiento de 2,39% con respecto al año anterior al pasar de \$1.037.595 millones en el 2013 a \$1.012.827 millones en 2014. De dichos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios por valor de \$564.508 millones, equivalente al 55,74%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$276.108 millones y el uso de líneas redes y ductos con \$ 240.877 millones.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 crecieron 13,68%, pasando de

\$425.668 millones a \$483.913 millones. Tales gastos operacionales se componen de la siguiente manera: Gastos administrativos, 6%; y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 94%. Los gastos de administración crecieron \$3.888 millones ubicándose en \$28.681 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$12.829 millones corresponden a gastos de personal, \$10.864 millones a gastos generales y \$4.988 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 aumentaron \$54.357 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: Provisiones para deudores, \$3.220 millones; Provisión de inventarios, \$825 millones; Provisión para obligaciones fiscales, \$446.544 millones; Provisión para contingencias, \$23 millones; Depreciación propiedad planta y equipo, \$2.071 millones; y (vi) amortización de intangibles \$2.549 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$35.770 millones y están compuestos por: \$18.956 millones Financieros, \$4.109 millones ajuste por diferencia en cambio, \$79 millones por utilidad en método de participación, \$6.408 millones extraordinarios y \$6.219 millones ajuste en ejercicios anteriores; dentro de los ingresos financieros se destacan \$15.080 millones de intereses sobre depósitos y \$3.588 millones de otros ingresos financieros.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$147.972 millones, siendo los más importantes los gastos por intereses y los ajustes de ejercicios anteriores con el 84% y el 10% respectivamente del total del rubro.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

Emgesa S.A. E.S.P. a diciembre de 2014 presentó una utilidad neta de \$1.005.533 millones aumentando el resultado de 2013 en \$135.087 millones. El ebitda de la compañía a 2014 alcanzó los \$1.720.633 millones incrementándose con respecto al año anterior en \$237.045 millones.

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	0.70	1.49
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	33	34
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	40	44
Activo Corriente Sobre Activo Total	12,89%	13.14%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	51.0%	41%
Patrimonio Sobre Activo	49.0%	59%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	36%	22%
Cobertura de Intereses- Veces	13.72	12.94
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$1.720.632.886.880	\$1.483.588.205.921
Margen Operacional	66%	62%
Rentabilidad de Activos	16%	15%
Rentabilidad de Patrimonio	22%	17%

Fuente: SUI Cifras en pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de 0,70 veces y presenta una decrecimiento de 0,79 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 1 día pasando de 34 días en 2013 a 33 días en 2014. La empresa tarda 40 días en realizar el pago de sus obligaciones, lo que implica una disminución de 4 días con respecto a 2013, en el cual tardaba 44 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en bonos y títulos emitidos y cuentas por pagar principalmente.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 51%, lo que evidencia un aumento del 10% con respecto a 2013 cuyo porcentaje era de 41%. El Pasivo corriente representa el 36% del total de los Pasivos y el 64% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a los bonos emitidos por la compañía.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 66%, 4 puntos porcentuales más que el obtenido por la compañía en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activos es de 16%, esto es, 1% más que el valor calculado en 2013. La rentabilidad del patrimonio reveló una mejora de 5% respecto al mismo periodo de la vigencia inmediatamente anterior. En efecto, mientras que en el 2014 fue de 22%, en el 2013

alcanzó 17%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

Dentro del proceso de ejecución de las evaluaciones integrales realizadas a los diferentes agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN para el año 2015, se determinó por parte del Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible incluir dentro del grupo de empresas a ser evaluadas a la empresa EMGESA S.A. E.S.P. Empresa, que para el año 2014 se consolidó como la Empresa Generadora con mayor aporte al SIN, a través de sus diferentes plantas de tipo hidráulica y Térmica.

Dentro de las Centrales Térmicas auditadas se encuentran: TERMOZIPA Y TERMOCARTAGENA.

3.1. Aspectos técnicos relacionados con instalaciones Eléctricas de la Central Térmica Martín Del Corral- Termozipa

Al interior de la planta (zona de silos, calderas, entre otros) la gran mayoría de los tableros eléctricos no cuentan con una zona demarcada que garantice las distancias de seguridad para maniobras y trabajos en los mismos, es decir no cuentan con la marcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3.

Situación diferente se encontró al interior del centro de control, y demás áreas especiales de monitoreo de parámetros técnicos eléctricos y mecánicos, donde las áreas de trabajo si estaban correctamente demarcadas.

Se requiere mejorar el rotulado, identificación (Diferenciando entre potencia y control, y relacionando el nivel de tensión manejado al interior del mismo), señalización de riesgo eléctrico en todos los tableros eléctricos al interior de la central, de acuerdo según lo establecido por el RETIE en los Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2.

La gran mayoría de las Celdas al interior de la Central no cuenta con diagramas unifilares en su frente, como lo establece el RETIE en: Art 20.23.2,g, RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e)

En algunos tableros eléctricos no se evidenció que la puerta estuviese equipotencializada con el SPT del tablero (PE. Tablero caseta recepción de ACPM, tablero banda alimentadora), según lo dispuesto en los Art. 15.1, RETIE Art. 15.3.3, RETIE Art. 23.1 q,r, del RETIE.

La parte de almacenamiento de combustible está clasificada por los elementos que contiene, como una zona especial según NTC 2050 según este reglamento se establece que cada uno de los elementos y componentes eléctricos instalados deben ser certificados para áreas clasificadas, siguiendo este lineamiento se observa el incumplimiento en tableros, la falta de sellos y materiales certificados para este fin.

Las puestas a tierras de varios equipos presentan deterioro significativo, razón por la que se deberá efectuar revisión y mejora de las mismas, (PE. Varias puestas a tierra de la banda principal de alimentación, estaban reventadas). De igual forma,

encontraron múltiples estructuras de apoyo, escaleras, barandas, bandejas sin la correspondiente puesta a Tierra, incumpliendo lo establecido por los ART. 23.1 q,r, RETIE Art 15, del RETIE.

Hay algunos tableros y zonas de acceso restringido, sin el correspondiente mecanismo de seguridad para evitar el acceso personal no autorizado (PE. 1. Se encontró tablero eléctrico abierto en la zona de descargue de ACPM, sin señalización alguna. 2. Se encontró la puerta de uno de los transformadores auxiliares de la unidad 5, sin el correspondiente candado). Item evaluado según RETIE Art.24.2 (d) y , 23.1 (c), NTC 2050 Art.110.31.

Dentro de la planta en general se hace necesario mejorar el sistema de señalización de evacuación, de los puntos de ubicación de los extintores, de las zonas de circulación junto a los equipos, los pasamanos en las escaleras, de las zonas que no deben ser utilizadas en caso de emergencia. Puntos evaluados según los Art. 8 (g), 21.1, Art. 21.1,(t) del RETIE.

En diferentes zonas de la central (área de molinos, calderas, entre otros) no se evidencio la existencia de un sistema de iluminación de emergencia, que sirva de soporte al personal en caso de una contingencia. De acuerdo a lo establecido por el RETIE Art. 17, 17.1, 17.1 (d), (e) *(Las rutas de evacuación deben estar claramente visibles, señalizadas e iluminadas con un sistema autónomo con batería, garantizando los parámetros fotométricos que se exijan en el RETILAP, aún en condiciones de humo o plena oscuridad).*

Se requiere mejorar la iluminación de las áreas comunes a nivel de la central, del área de oficinas, etc. Razón por la cual, se solicita al prestador efectuar un completo estudio a nivel de toda la central. Evaluado según los Art. 20.29.2 (a), (b), (c), 21,1 (r), cumplir de acuerdo os requisitos establecidos en el reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público RETILAP.

Existen varios puntos cercanos a los diferentes pórticos y equipos de la subestación en los que no se tiene el nivel de grava necesario, ya que su utilización contribuye a tener una superficie homogénea que ayuda con un adecuado sistema de tierra a controlar las tensiones de paso. Evaluado según RETIE Art.23.1 (g).

No se evidenció la existencia de cajas de inspección del SPT. Evaluado según Art. 15.1

“(...)Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte. (...)”.

Los elementos de sujeción del electrodo de puesta a tierra de varios de los activos del patio deben ser cambiados o mejorados con soldadura exotérmica, evaluado según RETIE Art 15.

Se debe realizar limpieza a porcelana de aisladores de bujes transformadores de potencia, pararrayos y equipos de medida, evaluado según RETIE Art.27.5 (a), Mantenimiento y Conservación de Instalaciones para Uso Final, RETIE Art. 25.8.

Se encontraron dos (2) equipos - PT del barraje principal a 115 kV y el PT del sincronismo del barraje de 115 kV – con grandes fugas.

3.2 Aspectos técnicos relacionados con instalaciones Térmicas y Mecánicas

En varias zonas de circulación peatonal se encontraron encharcamientos como resultado de fugas en tuberías de circulación de agua y vapor.

Se debe mejorar el proceso de aislamiento de material particulado que resulta del proceso de llenado de los silos y triturado del carbón (en la zona de los molinos) al interior de la planta, ya que el mismo se encuentra presente en pasillos, escaleras y zonas comunes de áreas diferentes a estos procesos.

Es evidente el alto nivel de oxidación que se presenta principalmente en sistemas de tuberías y en las superficies de instalaciones y equipos, lo cual debe ser objeto de revisión, corrección y control por parte de la Empresa.

Se requiere homogeneizar el paso y la pendiente de inclinación de las escaleras en la zona de las tolvas.

Se hace necesario la instalación de barandas o esquemas de limitación de acercamiento en la zona de tableros de control y potencia al interior de la planta.

De manera general, el estado de los materiales de tuberías, válvulas, superficies de equipos, tanques, indica la necesidad por parte de la Empresa de revisar la gestión de mantenimiento sobre las diferentes instalaciones térmicas y mecánicas de la central de generación.

Es necesario verificar el cumplimiento de normas relacionadas con distancias mínimas entre centros de tuberías de los diferentes fluidos, en las diferentes secciones de la central de generación.

3.2.1. Central Térmica Cartagena

Se efectuó la visita a la central Térmica en Cartagena perteneciente a EMGESA S.A. E.S.P, los días 16 y 17 de abril del 2015. Esta planta cuenta con 3 unidades generadoras con una capacidad total de 186 MW. En dicha visita efectuada en forma conjunta entre funcionarios de la Superintendencia Delegada Para Energía y Gas combustible y el Jefe de Planta de Emgesa S.A. E.S.P. se revisaron aspectos técnicos relacionados con las instalaciones eléctricas y aspectos técnicos relacionados con las instalaciones térmicas y mecánicas, como resultado se pudo evidenciar lo siguiente :

3.3 Aspectos técnicos relacionados con instalaciones Eléctricas Central Térmica Cartagena

Muy a pesar que algunas de las celdas cuentan con una zona demarcada y otras no la tienen, ninguna cuenta con la marcación de las zonas de seguridad en concordancia

con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3.

Muchas celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a lo exigido por el RETIE, ninguna cuenta con descripción de niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito), evaluado según RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2.

Las celdas no tienen diagramas unifilares en su frente, evaluado según RETIE Art 20.23.2,g, RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e).

Las puertas de acceso a las celdas no tienen el jumping con el gabinete, evaluado según RETIE Art. 15.1, RETIE Art. 15.3.3, RETIE Art. 23.1 q,r.

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados), RETIE Tabla 6.5 y 6.6.

Las bandejas no están aterrizadas de acuerdo a los requerimientos técnicos vigentes, evaluado según RETIE Art.15.3.3 (c) y d, RETIE 20.3,g, NTC 2050 Art.300-8.

La parte de almacenamiento de combustible esta clasificada por los elementos que contiene, como una zona especial según NTC 2050 según este reglamento se establece que cada uno de los elementos y componentes eléctricos instalados deben ser certificados para áreas clasificadas, siguiendo este lineamiento se observa el incumplimiento en tableros, tomas interruptores luminarias, y la falta de sellos y materiales certificados para este fin.

Falta de puesta a tierra en muchas estructuras metálicas, escaleras, barandas, bandejas, estructuras de apoyo, evaluado según RETIE Art. 23.1 q,r, RETIE Art. 15.

Hay algunos tableros sin sellos, llaves u otro mecanismo de seguridad para evitar el acceso personal no autorizado, evaluado según RETIE Art.24.2 (d), NTC 2050 Art.110.31.

No existen rutas de evacuación demarcadas en el área de generación, evaluada según RETIE Art. 21.1, RETIE Art. 21.1,(t).

Se debe evaluar la matriz de riesgo para determinar la efectividad del apantallamiento actual y en caso de deficiencias, implementar el sistema de apantallamiento requerido, evaluado según RETIE Art.10.1(d), RETIE Art.16.1, RETIE Art.16.2, RETIE Art. 16.3, RETIE Tabla 16.1,16.2 (Característica de los terminales de captación) Metodología indicada en la NTC 4552-2 o IEC 62305-2 .

En el cuarto de baterías unidad de generación No 3, el piso no cuenta con tratamiento para desarrollar actividades propias de esta zona. (antideslizante), no cuenta con lava ojos y manos, evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Sec. 500-504, RETIE Art 21.1.k.

Se pudo apreciar que en general las puertas metálicas de acceso a áreas donde se encuentran celdas de protección y control no se encuentran aterrizadas,

representando fallas en la equipotencialidad del sistema. RETIE Art. 15.3.3, RETIE Art. 23.1 q, r, RETIE Art. 15.1 (b) y (c), NTC 2050 sección 250.

Se encontraron muchas celdas de media tensión con interruptores de potencia, que no cuentan con mecanismos que permitan colocar el sistema a tierra y por lo tanto no cuentan con indicación visual del estado de puesta a tierra, no cumple con el RETIE, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f).

Se encontraron varios tableros que por su ubicación no cuentan con el espacio de trabajo requerido para efectuar labores de mantenimiento preventivo o correctivo evaluado según RETIE 23.3 y NTC 2050 SECCIÓN 110, RETIE Art. 13.

Se evidenció la necesidad de implementar una limitación de acceso desde la planta al área donde se ubican los transformadores de potencia, pararrayos y equipos de medida alta tensión con la finalidad de evitar el acceso de personal no autorizado., evaluado según RETIE 23.1 (c).

Se debe completar con grava todas las partes en el área de los transformadores de potencia, que no cuentan con ella o esta incompleta, su utilización contribuye a tener una superficie homogénea que ayuda con un adecuado sistema de tierra a controlar las tensiones de paso. Evaluado según RETIE Art.23.1 (g).

Se encontró cableado desordenado en canaletas y bandejas, que no están debidamente identificados y algunos conductores con aislamiento en material no auto extingible o retardante a la llama. Se solicita verificar esta situación en todas las canaletas y bandejas asociadas a la planta de generación e implementar las soluciones que se requieran, evaluado según RETIE 21.1 (k)

Se evidenció la existencia de algunas colas del sistema de puesta a tierra en mal estado y utilización de empalmes no certificados, evaluado según RETIE Art 15.

Se encontraron algunas tuberías pvc a la intemperie , para estos casos se requiere utilización de tubería metálica, evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4.

Se debe hacer un estudio del nivel de iluminación en la planta de generación para normalizar la iluminación a los valores de iluminancia que se deben cumplir de acuerdo os requisitos establecidos en el reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público RETILAP, evaluado según RETIE, 21,1 (r).

Se debe mejorar la identificación de tuberías en concordancia con la NTC 2050.

Se debe mejorar sustancialmente el piso de la subestación , donde están ubicados los tableros de barrajes unidad 3.

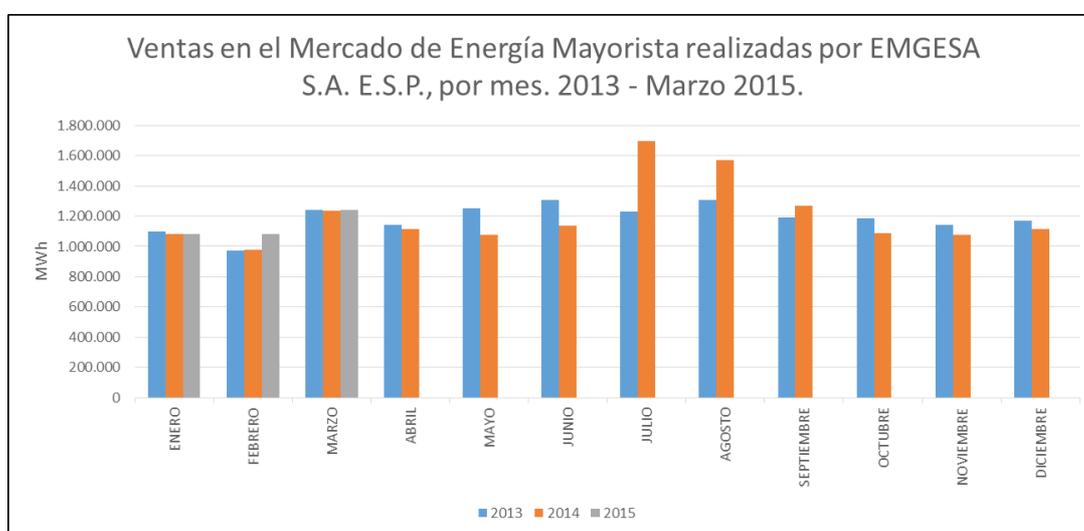
Se debe realizar limpieza a porcelana de aisladores de bujes transformadores de potencia, pararrayos y equipos de medida, evaluado según RETIE Art.27.5 (a), Mantenimiento y Conservación de Instalaciones para Uso Final, RETIE Art. 25.8

Se encontró presencia de agua en piso cuarto de baterías unidades 1 y 2, se debe tomar los correctivos pertinentes .

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Ventas de Energía en el MEM

La empresa vendió una cantidad de 14.434.991 MWh en el Mercado de Energía Mayorista durante el año 2014, registrando un incremento del 1,39% respecto a las ventas del año 2013. Para el mismo periodo, los máximos y mínimos mensuales, se presentaron en los meses de julio y febrero, respectivamente, con valores de 1.695.511 MWh y 976.379 MWh. El promedio mensual se sitúa en 1.202.916 MWh. La información mensualizada para los años 2013, 2014, y enero a marzo de 2015, se presentan en la siguiente gráfica:

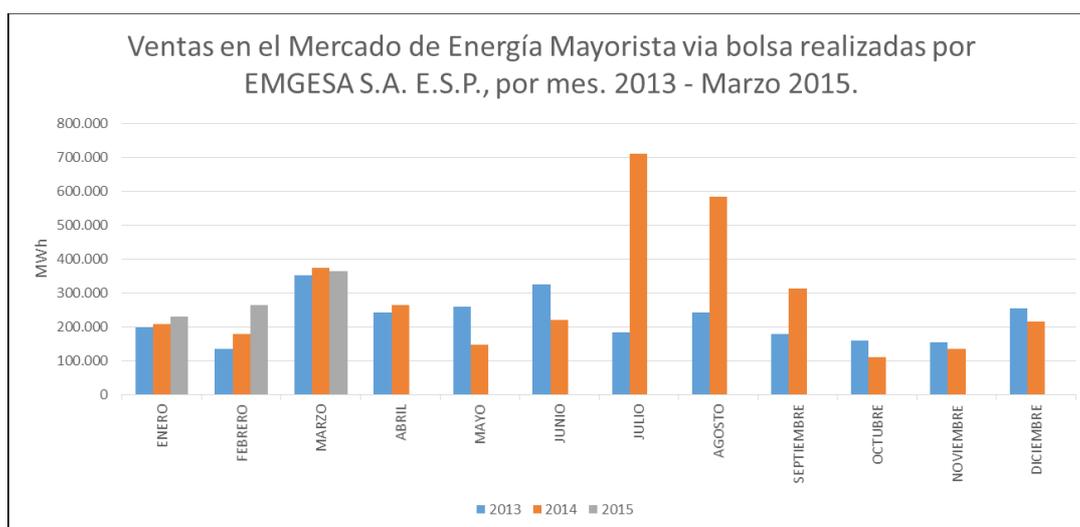


Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

Por otra parte, las ventas registradas en la bolsa de energía ascienden a 3.459.108 MWh, presentando un incremento del 28,86% respecto a las ventas del año 2013 por este mismo medio.

De conformidad con lo anterior, su mercado de ventas se estructura principalmente vía contratos con un 76,03% de sus ventas totales, y un 23,97% vía bolsa, lo cual obedece a la política de riesgo empresarial definida por los órganos de administración y dirección.

Para el mismo periodo, los máximos y mínimos mensuales de las ventas en bolsa, se presentaron en los meses de julio y octubre, respectivamente, con valores de 708.998 MWh y 109.685 MWh. El promedio mensual se sitúa en 288.259 MWh. La información mensualizada para los años 2013, 2014, y enero a marzo de 2015, se presentan en la siguiente gráfica:



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

4.2. Contratos de venta de energía

La empresa registró 20 contratos de venta de energía durante el año 2014, y tiene suscritos a la fecha 21 contratos para el año 2015, los cuales se distribuyen de la siguiente manera por tipo de comprador, mercado destino y cantidad:

4.2.1 Ventas en el Mercado de Energía Mayorista vía contratos realizadas por EMGESA S.A. E.S.P. (GWh), por trimestre según tipo de mercado y comprador. 2014

MERCADO	COMPRADOR	NÚMERO	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	TOTAL
MNR	Distribuidor Comercializador	3	47,1	48,9	50,8	49,9	196,7
	Generador Comercializador	2	817,3	827,2	851,8	902,1	3.398,4
MR	Distribuidor Comercializador	13	31,0	1.787,8	1.944,0	1.831,8	7.251,8
	Comercializador	2	1.638,2	32,0	33,4	32,6	129,0
TOTAL		20	2.533,6	2.695,8	2.930,1	2.816,4	10.975,9

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

4.2.2. Ventas en el Mercado de Energía Mayorista vía contratos realizadas por EMGESA S.A. E.S.P. (GWh), por trimestre según tipo de mercado y comprador. 2015*

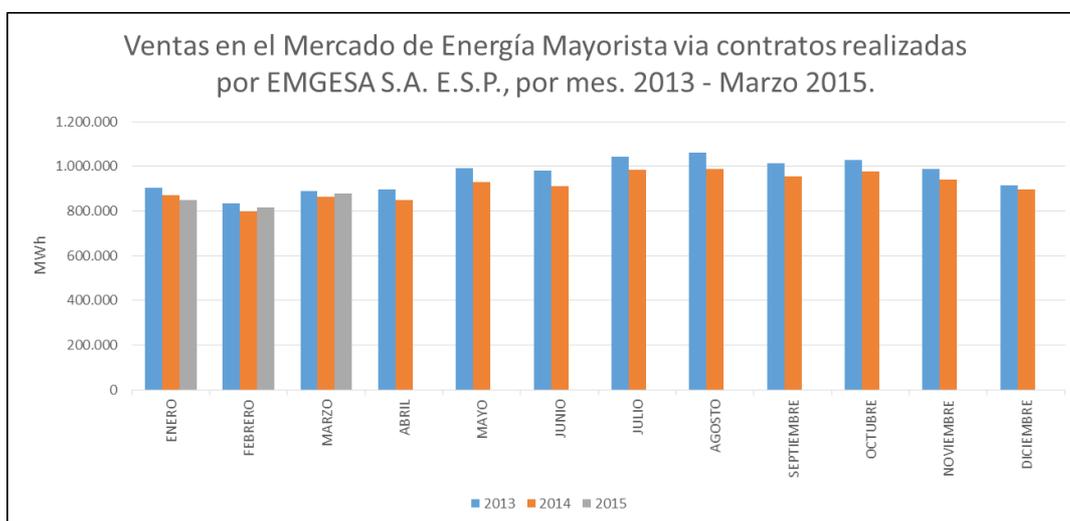
MERCADO	COMPRADOR	NÚMERO	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	TOTAL
MNR	Distribuidor Comercializador	2	32,4	32,8	73,9	73,9	213,0
	Generador Comercializador	1	813,8	825,2	861,3	839,4	3.339,7
MR	Distribuidor Comercializador	17	1.668,7	2.226,5	2.540,3	2.290,7	8.726,2
	Comercializador	1	30,2	30,6	30,9	30,9	122,6
TOTAL		21	2.545,1	3.115,0	3.506,4	3.234,9	12.401,5

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

*Cifras proyectadas a partir del segundo trimestre de 2015

Las ventas registradas mediante contratos para el año 2014 ascienden a 10.975.883 MWh, presentando un decrecimiento del 5% respecto a las ventas del año 2013 por este mismo medio, lo cual explica la empresa en la expectativa de consolidación del Fenómeno del Niño que la obligó a ajustar sus escenarios de riesgo.

Para el mismo periodo, los máximos y mínimos mensuales de las ventas en contratos, se presentaron en los meses de agosto y febrero, respectivamente, con valores de 989.595 MWh y 798.230 MWh. El promedio mensual se sitúa en 914.657 MWh. La información mensualizada para los años 2013, 2014, y enero a marzo de 2015, se presentan en la siguiente gráfica:



Fuente: Portal BI – XM S.A.E.S.P.

4.3. Ofertas de energía en la bolsa

Se realizó el análisis del comportamiento de las ofertas de energía en bolsa presentadas por la empresa durante al año 2014, para cada una de sus plantas de generación con despacho centralizado.

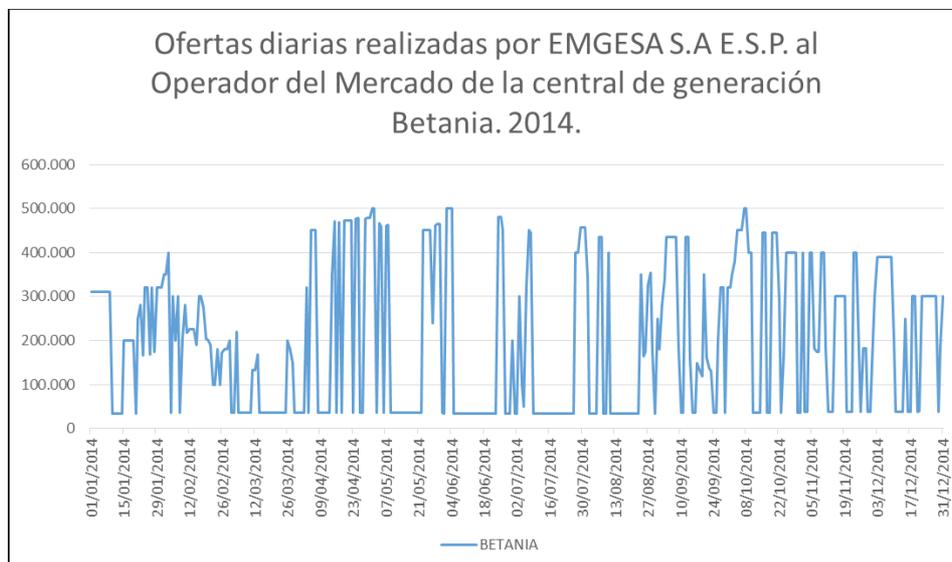
En cuanto a sus plantas hidráulicas se registra un rango de ofertas que varía entre 33.512 \$/MWh y 501.000 \$/MWh, presentándose esta última para la central Guavio el día 11 de mayo de 2014.

Por otra parte, para su central de generación Termocartagena, se registra un rango de ofertas que varía entre 634.961 \$/MWh y 840.000 \$/MWh, presentándose la primera para la unidad Cartagena 1 los días 2 y 3 de octubre de 2014. Eliminando las ofertas de estos dos días, el rango de ofertas se estrecha entre 780.000 \$/MWh y 840.000 \$/MWh.

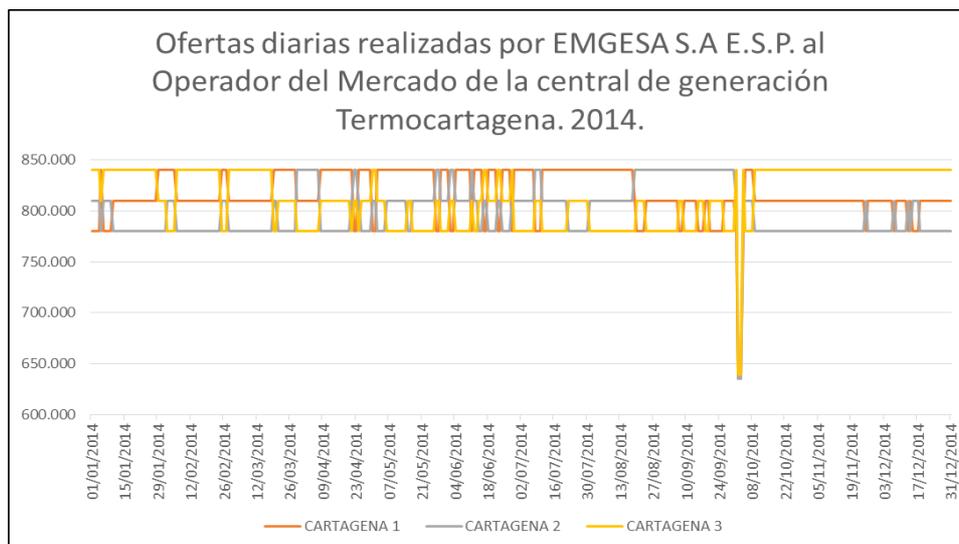
Para su central de generación Termozipa, en cambio, se registra un rango de ofertas que varía entre 33.623 \$/MWh y 200.510 \$/MWh, presentándose la mayoría del tiempo

ofertas cercanas al promedio anual de 136.516 \$/MWh.

A continuación se presenta la evolución de las ofertas de energía en bolsa para las plantas de generación de la empresa, durante el año 2014:



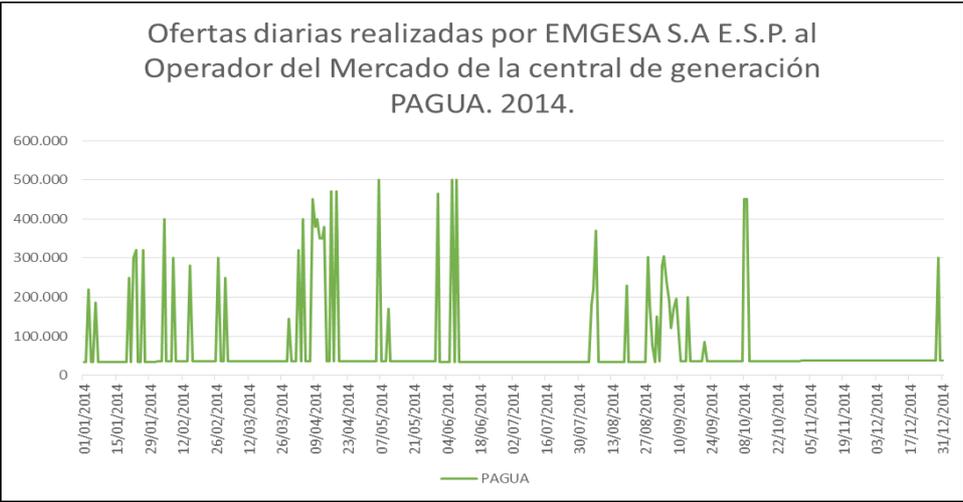
Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



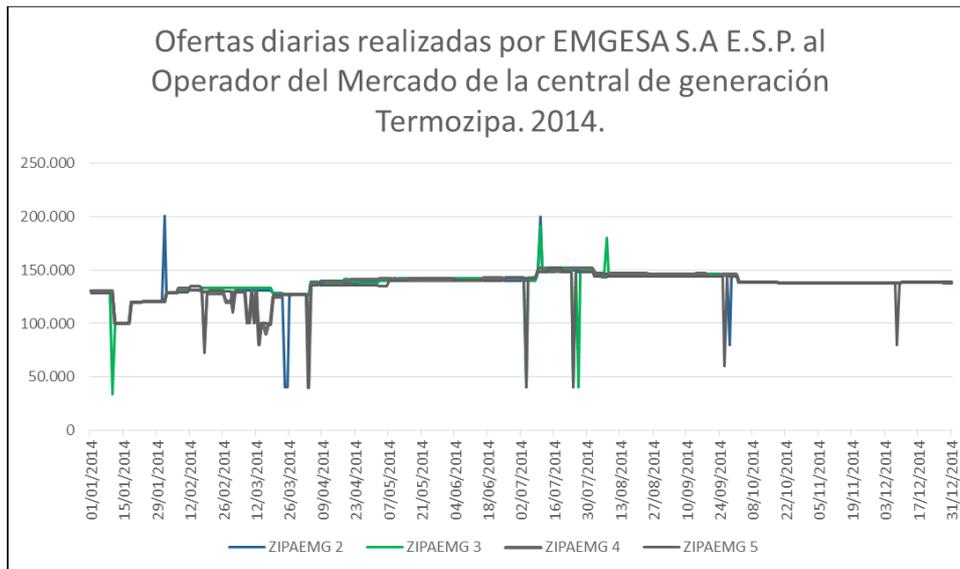
Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

4.4. Declaraciones de disponibilidad

Se analizó el comportamiento de las declaraciones de disponibilidad presentadas por la empresa al Operador del Mercado durante al año 2014 y el primer trimestre del año 2015, para cada una de sus plantas de generación con despacho centralizado, y su valor total.

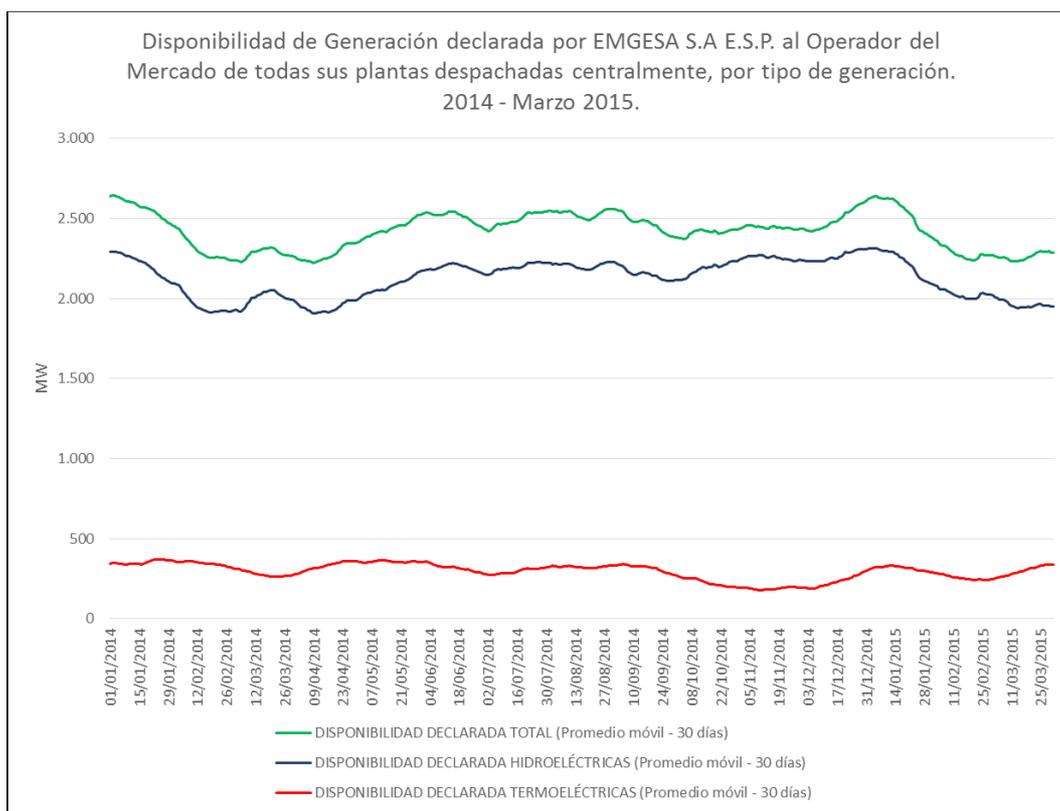
Para efectos de facilitar el análisis, se realizó la evaluación a partir promedios móviles de 30 días anteriores a la fecha de declaración, con el fin de identificar tendencias que permitieran identificar fluctuaciones a lo largo del periodo analizado.

Como resultado de lo anterior, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 2.219 MW y 2.641 MW aproximadamente, el primero de los cuales se registró durante el trimestre febrero – abril de 2014, y el segundo durante los meses de diciembre de 2014 y enero de 2015.

El promedio de disponibilidad para el 2014 se ubicó en 2.436 MW, correspondiente al 87% de su capacidad instalada.

Respecto a las plantas de generación hidráulicas, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 1.905 MW y 2.315 MW aproximadamente, las cuales imponen la tendencia de máximos y mínimos al agregado total de la empresa.

Por otra parte, respecto a las plantas de generación térmicas, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 179 MW y 371 MW aproximadamente, el primero de los cuales se registró durante el trimestre octubre – diciembre de 2014, y el segundo con un comportamiento más estable durante el periodo analizado.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

Para el caso de la central de generación Termozipa, se efectuó la verificación de las declaraciones de disponibilidad para los días en los cuales se presentaron picos de oferta, correspondientes a los días 1 de febrero y 10 de julio de 2014 para la unidad 2 y 10 de julio y 7 de agosto para la unidad 3; para lo cual la empresa argumentó que en los casos identificados los incrementos en las ofertas obedece a situaciones operativas que si bien no constituyen indisponibilidades requieren las unidades fuera de mérito para mejorar el desempeño de la central, tales como: Necesidad de ejecución de pruebas de emisiones por requisitos de la autoridad ambiental y evitar la entradas y salidas de mérito por los tiempos de arranque necesarios de la unidad 2, y minimizar desviaciones por problemas operativos y evitar tener todas las unidades en línea por limitación en la capacidad de suministro de agua para refrigeración de la unidad 3.

4.5. Generación real

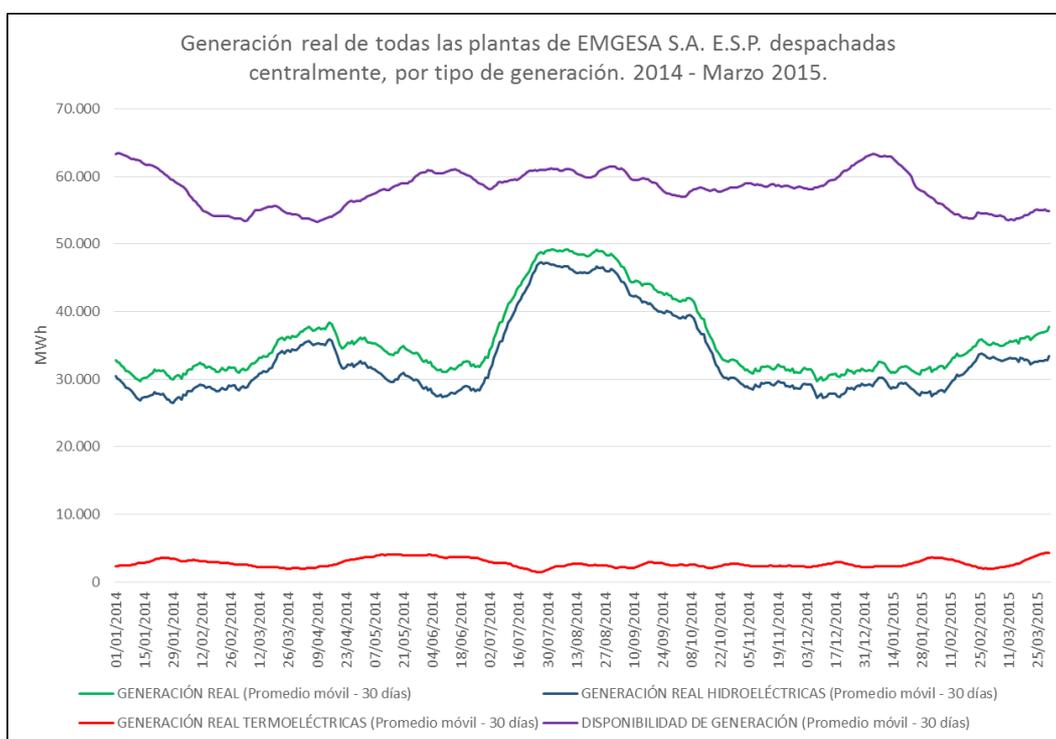
Con fundamento en el análisis realizado en el capítulo anterior, se realizó la estimación de la capacidad de generación máxima diaria de las plantas despachadas centralmente, con el fin de conocer el porcentaje de excedente de capacidad respecto a la generación real registrada.

Igualmente, y para efectos de facilitar el análisis, se realizó la evaluación a partir promedios móviles de 30 días anteriores a la fecha de generación, con el fin de identificar tendencias que permitieran identificar fluctuaciones a lo largo del periodo.

Como resultado de lo anterior, se evidenció un rango de generación real diaria durante el periodo analizado que varía entre 29.645 MWh y 49.208 MWh aproximadamente, el segundo de los cuales se presentó durante los meses de julio y octubre de 2014, siendo el primero de un comportamiento más estable durante el periodo analizado.

Respecto a las plantas de generación hidráulicas, se evidenció un rango de generación real durante el periodo analizado que varía entre 26.545 MWh y 47.254 MWh aproximadamente, las cuales imponen la tendencia de máximos y mínimos al agregado total de la empresa.

Por otra parte, respecto a las plantas de generación térmicas, se evidenció un rango de generación real durante el periodo analizado que varía entre 1.446 MWh y 4.308 MWh aproximadamente, el primero de los cuales se registró durante el trimestre mayo – junio de 2014 y marzo de 2015, y el segundo particularmente durante la segunda quincena del mes de julio de 2014.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el porcentaje de utilización promedio de la capacidad de generación con despacho centralizado de la empresa es del 61,54%, habiéndose alcanzado un porcentaje máximo aproximado del 81,37% para el día 23 de agosto de 2014.

Finalmente, la generación real para el año 2013 se ubicó en 13.216.136 MWh para las plantas con despacho centralizado, 321.900 MWh para las plantas filo de agua (Darío Valencia Samper y Salto II) y 143.545 MWh para plantas menores y representadas, para un total de 13.681.581 MWh.

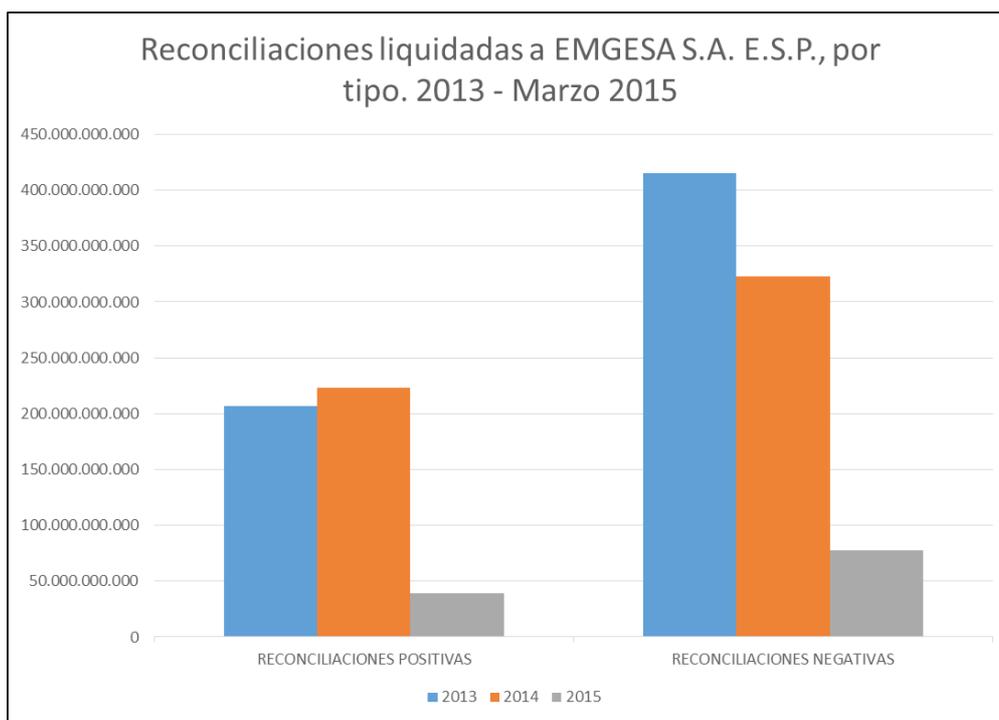
Es de aclarar que la diferencia entre generación real y ventas de energía se sustenta en compras de energía en bolsa y contratos liquidados por el ASIC.

4.6. Reconciliaciones

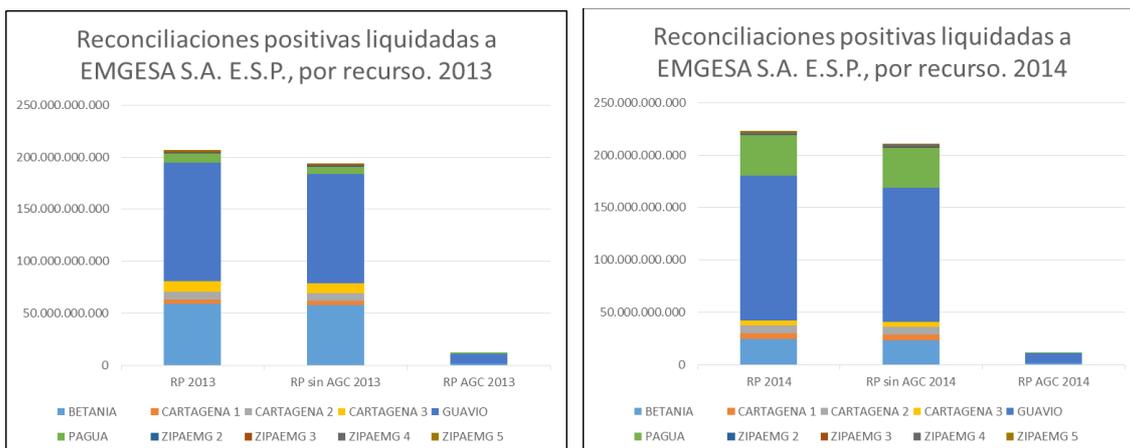
Se realizó el análisis del comportamiento de las reconciliaciones liquidadas por el Operador del Mercado a la empresa durante al año 2014, para cada una de sus plantas de generación con despacho centralizado.

Respecto al año 2013, las reconciliaciones positivas liquidadas durante el año 2014 aumentaron en un 7,9%; mientras que las reconciliaciones negativas disminuyeron en un 22,3%.

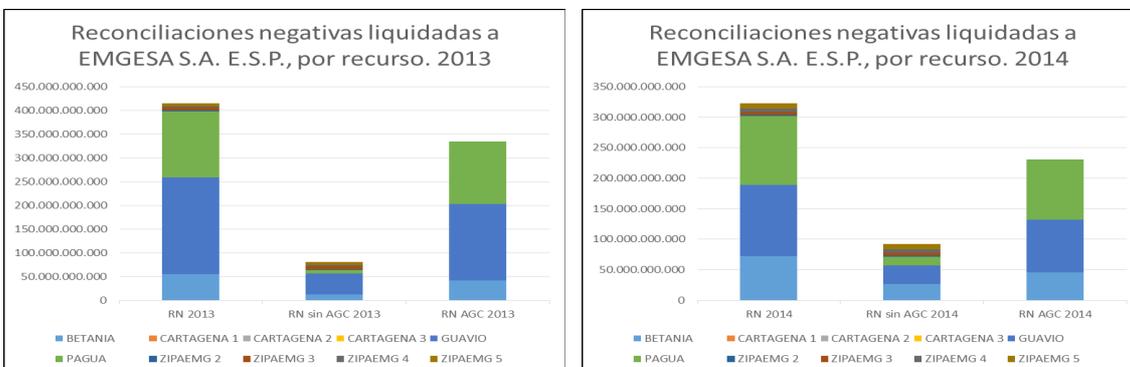
En las reconciliaciones positivas participan principalmente las centrales de generación de Guavio y Betania, mientras que en las reconciliaciones negativas, adicional a las anteriores, también se destaca la participación de la centra PAGUA.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

4.7. Costos variables de generación plantas termoeléctricas

Se realizó la verificación de las declaraciones de costos variables de generación realizadas por la empresa al Operador del Mercado para las unidades de la central de generación Termocartagena, utilizadas para la determinación del precio de reconciliación positiva de conformidad con el artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 141 de 2009.

De conformidad con la información proporcionada por la empresa, los costos variables de generación declarados, son coherentes y proporcionales a los costos reales de generación para dichas unidades, teniendo en cuenta su eficiencia térmica, el costo de suministro del combustible, y los demás factores que influyen en la formación del precio de oferta.

4.8. Contratos de compras de combustibles plantas termoeléctricas

Para el caso de la central de generación Termozipa, la empresa cuenta con 22 proveedores de carbón térmico, que extraen el combustible de 36 minas ubicadas principalmente de los departamentos de Boyacá y Cundinamarca, de los cuales se

suministró el número del título minero y la licencia ambiental, verificados por la empresa.

Durante el año 2014, ingresaron a la planta según los registros entregados por la empresa, un total de 461.800 toneladas, de las cuales se consumieron durante la misma vigencia 439.000 toneladas. El inventario mínimo de carbón registrado durante el año se ubicó en 74.640 toneladas el día 5 de junio de 2014, y el máximo fue de 164.300 toneladas el 29 de noviembre de 2014.

En consecuencia, según estimaciones de esta Superintendencia Delegada los inventarios de carbón disponibles durante el año 2014 garantizaron una generación de energía entre 35.837 MWh y 78.886 MWh, lo cual significa aproximadamente entre 6,3 y 14 días de generación de las cuatro unidades a máxima capacidad.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	65%	66%	Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	9	14	Cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	54	33	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	22	40	No cumple
Razón Corriente- Veces	2.60	0.70	No cumple

La empresa se encuentra por debajo de 2 referentes establecidos para el mercado según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014; dentro de estos indicadores el que se encuentra más crítico es el de razón corriente, este indicador presenta un riesgo importante al considerarse que la empresa no cuenta con los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se muestra en las tablas 1, 2 y 3 los formatos certificados, certificados como no aplica y pendientes del año 2014 por la EMGESA S.A. E.S.P.

Tabla 6.1 Formatos certificados en el 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO
2014	EMGESA S.A. E.S.P.	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno
		02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno
		07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo
		12. Concepto Gral Evaluación y Resultados
		17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión
		19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión
		20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo
		21. Indicadores de Nivel de Riesgo
		BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCILIACIÓN PATRIMONIAL
		COSTOS Y GASTOS ENERGIA
		CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395
		CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395
		ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		Estado de Situación Financiera de Apertura Consolidado
		FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		FLUJO DE CAJA PROYECTADO GAS RES 2395
		FORMATO 14
		FORMATO 15
		FORMATO 16
		FORMATO 17
		FORMATO 18
		FORMATO 20
		FORMATO 21
		FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
		FORMATO 3 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P.
		FORMATO 3 - 2016 EEP/SAESP
		FORMATO 3 - 2073 EEP
		FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP
		FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
		FORMATO 3 - 23442 COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.
		FORMATO 3 - 2371 E.E.B.P. S.A. E.S.P.
		FORMATO 3 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P
		FORMATO 3 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P
		FORMATO 3 - 3370 ENERCA SA ESP
		FORMATO 3 - 500 EBSA ESP
		FORMATO 3 - 502 CHEC S.A. E.S.P.
		FORMATO 3 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.
		FORMATO 3 - 523 EDEQ S.A.E.S.P.
		FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P
		FORMATO 3 - 536 EPSA E.S.P.
		FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. E.S.P.
		FORMATO 3 - 595 EEC-ESP
		FORMATO 3 - 599 ENELAR E.S.P.
		FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.
FORMATO 3 - 604 CENS S.A. ESP		
FORMATO 3 - 617 EMCARTAGO E.S.P		
HOJA DE TRABAJO ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE APERTURA		
INFORMACIÓN COMERCIAL USUARIOS NO REGULADOS		
Información Empresas Incluidas en la Consolidación		
Información General		
REVELACIONES Y POLÍTICAS		

Fuente: SUI

Tabla 6.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO
2014	EMGESA S.A. E.S.P.	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA
		BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO GAS RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA GAS RES 2395
		ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO GAS RES 2395
		FORMATO 11
		FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
		FORMATO 13
		FORMATO 16
		FORMATO 19
		FORMATO 2 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 2016 EEP SAESP
		FORMATO 2 - 2073 EEP
		FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP
		FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 23442 COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.
		FORMATO 2 - 2371 E.E.B.P. S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P
		FORMATO 2 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P
		FORMATO 2 - 3370 ENERCA SA ESP
		FORMATO 2 - 500 EBSA ESP
		FORMATO 2 - 502 CHEC S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 523 EDEQ S.A.E.S.P.
		FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P
		FORMATO 2 - 536 EPSA E.S.P.
		FORMATO 2 - 564 EE.PP.M. E.S.P.
		FORMATO 2 - 595 EEC-ESP
		FORMATO 2 - 599 ENELAR E.S.P.
		FORMATO 2 - 600 EMSA E.S.P.
		FORMATO 2 - 604 CENS S.A. ESP
		FORMATO 2 - 617 EMCARTAGO E.S.P
		FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
		INFORMACIÓN COMERCIAL USUARIOS NO REGULADOS
		MATRIZ DE RIESGO ENERGIA
NOVEDADADES PDF ENERGIA		
ORGANIGRAMA PDF ENERGIA		
PETICIONES QUE NO CONSTITUYEN UNA RECLAMACION		
RECLAMACIONES		
VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA		

Fuente: SUI

Tabla 6.3 Formatos Pendientes por Cargar 2014

AÑO	NOMBRE DE LA EMPRESA	FORMATO	PERIODO
2014	EMGESA S.A. E.S.P.	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	Anual
		07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	Anual
		12. Concepto Gral Evaluacion y Resultados	Anual
		17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	Anual
		21. Indicadores de Nivel de Riesgo	Anual
		ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF GAS NATURAL	Anual
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO GAS PDF NATURAL	Anual
		COSTOS Y GASTOS GAS NATURAL	Anual
		CUENTAS POR COBRAR GAS RES 2395	Semestre 1
		CUENTAS POR PAGAR GAS RES 2395	Anual
		FORMATO 19	Semestre 1
		FORMATO 19	Trimestre 2
		FORMATO 19	Trimestre 3
		FORMATO 19	Trimestre 4
		FORMATO 25	Semestre 1
		FORMATO 25	Semestre 2
		MATRIZ DE RIESGO GAS NATURAL	Anual
Medicion de Nivel de Satisfaccion del Cliente - NSC-P	Anual		
NOVEDADES PDF GAS NATURAL	Anual		
ORGANIGRAMA PDF GAS NATURAL	Anual		
Revelaciones y Políticas ESFA Consolidado	Anual		
VIABILIDAD FINANCIERA PDF GAS NATURAL	Anual		

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el desarrollo de la visita se solicitó y recolecto finalmente información correspondiente a las áreas técnicas, comercial, tarifaría y financiera; la misma será objeto de estudio por el grupo de profesionales de cada una de ellas y se adelantaran las actuaciones administrativas a que haya lugar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de efectuada la evaluación del prestador se concluye lo siguiente:

Comercial

Las ventas de energía registradas mediante contratos por EMGESA S.A. E.S.P. para el año 2014 ascienden a 10.975.883 MWh, presentando un decrecimiento del 5% respecto a las ventas del año 2013 por este mismo medio.

En cuanto a su central de generación Termocartagena durante el año 2014, se registró un rango de ofertas que varía entre 634.961 \$/MWh y 840.000 \$/MWh, mientras que para su central de generación Termozipa se registró un rango de ofertas que varía entre 33.623 \$/MWh y 200.510 \$/MWh.

El promedio de disponibilidad para el 2014 se ubicó en 2.436 MW, correspondiente al 87% de su capacidad instalada. Se estima que el porcentaje de utilización promedio de la capacidad de generación con despacho centralizado de la empresa es del 61,54%, habiéndose alcanzado un porcentaje máximo aproximado del 81,37% para el día 23 de agosto de 2014.

Respecto al año 2013, las reconciliaciones positivas liquidadas durante el año 2014 aumentaron en un 7,9%; mientras que las reconciliaciones negativas disminuyeron en un 22,3%.

Los costos variables de generación declarados por la empresa para la liquidación de reconciliaciones positivas son coherentes y proporcionales a los costos reales de generación para la central de generación Termocartagena, teniendo en cuenta su eficiencia térmica, el costo de suministro del combustible, y los demás factores que influyen en la formación del precio de oferta.

Financiero

Dentro de nuestro análisis de los supuestos macroeconómicos y del negocio, los resultados de los estados financieros proyectados y la evolución de los indicadores financieros para el periodo de proyección 2015 – 2019, no hemos evidenciado situaciones o riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la compañía, siempre que se puedan llevar a cabo las estrategias consideradas por la compañía en las proyecciones financieras presentadas.

Técnicas

Es evidente el estado avanzado de corrosión en muchas partes la estructura del área de calderas de la planta de generación, ante la exposición al ambiente marino salino, por lo cual se requiere efectuar un mantenimiento mayor.

Es evidente el alto nivel de oxidación que se presenta principalmente en sistemas de tuberías y en las superficies de instalaciones y equipos, lo cual debe ser objeto de revisión, corrección y control por parte de la Empresa.

Dado el alto nivel de corrosión, se requiere efectuar mantenimiento sobre las bases de las bombas de circulación 1 y 2

Se requiere mejorar estado de las calderas 1 y 2 donde se observa deterioro en las paredes de las mismas, en los aislamientos en general, en las tuberías de proceso y en la parte estructural, entre otros, todos elementos presentan alto grado de corrosión.

Se requiere mejorar los sistemas de aislamiento térmico en general en la planta y en particular en secciones como las tuberías de proceso de quemadores, de calderas unidades 1 y 2.

Se debe realizar mantenimiento a las paredes del hogar y ductos de aire, en particular para calderas de las unidades 1 y 2.

Se requiere un mantenimiento mayor o cambio de los quemadores correspondientes a las calderas 1 y 2, las cuales aún cuentan con los quemadores Peabody originales que

tienen avanzado deterioro por el tiempo de uso, se considera crítico su estado el cual evidencia falta de mantenimiento.

De manera general, el estado de los materiales de tuberías, válvulas, superficies de equipos, tanques, indica la necesidad por parte de la Empresa de revisar la gestión de mantenimiento sobre las diferentes instalaciones térmicas y mecánicas de la central de generación.

En general las instalaciones de generación de vapor no cuentan con sistemas suficientes de instrumentación para para verificación y control de los principales parámetros operativos.

En general los sistemas de bombeo de la planta no cuentan con suficientes sistemas de instrumentación, para verificación y control de los principales parámetros operativos.

Es necesario verificar el cumplimiento de normas relacionadas con distancias mínimas entre centros de tuberías de los diferentes fluidos, en las diferentes secciones de la central de generación.

Al estar la planta en stand-by, hay que asegurar esa calidad de agua para que sea utilizada en cualquier momento que llegue la orden de arranque. Es más crítico mantener la calidad del fluido en condiciones de stand- by que en operación continua por lo que se considera un problema operativo la pérdida de operatividad de la planta de tratamiento de las unidades 1 y 2. Sin esta planta, la planta de tratamiento de la unidad 3 puede no dar abasto para operar las tres unidades a plena carga tal como normalmente son ofertadas por la TÉRMICA DE CARTAGENA, esto compromete la disponibilidad operacional.

Revisando la documentación suministrada por EMGESA S.A. E.S.P. (Térmica de Cartagena) a la SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS, en fecha posterior a la visita realizada los días 16 y 17 de abril del 2015, donde entrega un cálculo documentado de HEAT RATE de las 3 unidades, en pruebas efectuadas en noviembre del 2012 y marzo del 2013, el resultado fue Unidad 1= 11.837,24 BTU/KW-H, la Unidad 2= 11.823,90 BTU/KW-H y la Unidad 3 = 12.115,84 BTU/KW-H. Se puede establecer que estos datos obedecen a medidas efectuadas en bornes del generador cuando debió efectuarse antes del transformador elevador con la finalidad que se incluyera el consumo propio dentro el cálculo, además el tiempo de las pruebas de una hora no es suficiente para evaluar todos los parámetros, para lo cual se requiere un tiempo mayor entre 4 y 6 horas aproximadamente.

Sobre la información suministrada posterior a la visita de la SSPD , sobre la operatividad de la planta mes a mes durante el 2014, se analizaron los datos de mes de octubre del 2014, donde se obtuvo lo siguiente: HEAT RATE de la planta 12.058,2 BTU/KW-H, de la unidad 1 = 13.169,41 BTU/KW-H, de la unidad 2 = 13.243,26 BTU/KW-H y de la unidad 3 = 13.772, 07 BTU/KW-H, como se puede observar hay una inconsistencia entre el Heat Rate general de la planta y la individual de cada unidad en el mismo periodo, lo que permite inferir que hubo errores e inconsistencias en la información suministrada

Tomando en consideración el estado general de la planta descrita en los puntos anteriores y confrontado esto con los HEAT RATE suministrados y calculados donde algunos representan valores de eficiencia mejores inclusive a los obtenidos hace casi 40 años por estas mismas plantas para su aceptación, los cuales estuvieron por encima de los 12000 BTU/KW-H, permiten concluir que se requieren efectuar unas pruebas operativas simultaneas de las tres unidades, por un tiempo adecuado que permita efectuar una lectura completa de sus parámetros y nos evidencie el real estado operativo de la misma.

Proyectó: Luis Fabian Sanabria- Profesional DTGE

Proyectó: Jhon Christian Giraldo- Profesional DTGE

Proyectó: Enrique Botero- Profesional SDEGC

Proyectó: Diego Ossa- Asesor SDEGC

Revisó: Martha Leonor Farah Manzanera- Directora Técnica de Gestión de Energía (E)