

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
GECELCA S.A. E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, Mayo de 2015**

GECELCA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P. se constituyó en el año 2006 para desarrollar las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. La empresa tiene un capital autorizado \$700.000.000.000 dividido en 70.000.000 acciones con un valor nominal de \$10.000, cada una, y un capital suscrito y pagado de \$644.123.850.000. Tiene su sede principal en la ciudad de Barranquilla y su última actualización en el RUPS fue aprobada el día 19 de febrero de 2015.

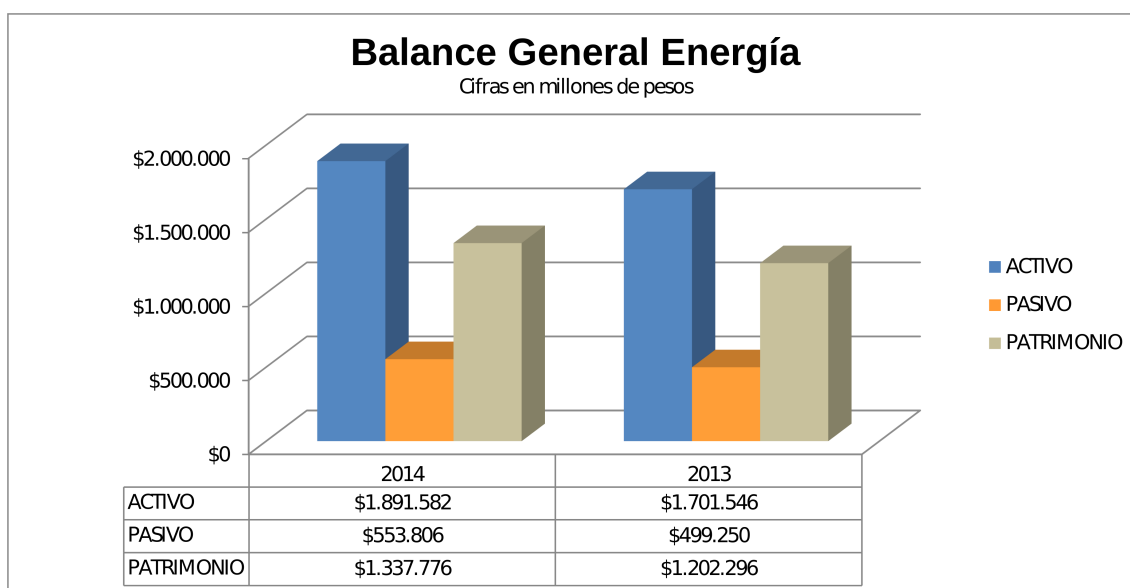
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Mixta
Razón social	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P
Sigla	GECELCA S.A E.S.P
Nombre del gerente	Andrés Rafael Yabrudy Lozano
Actividad desarrollada	Generación y Comercialización.
Año de entrada en operación	2007
Mercado que atiende	Atlántico (Barranquilla y Soledad),Córdoba (Montería, Montelibano), Antioquia (Puerto Naré), Boyacá (Puerto Boyacá)

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$1.891.581.750.330	\$1.701.546.447.111	11,17%
Activo Corriente	\$522.592.595.141	\$471.229.031.151	10,90%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$157.845.193.990	\$175.139.745.727	-9,87%
Inversiones	\$151.758.005.970	\$217.903.242.245	-30,36%
Pasivo	\$553.806.228.841	\$449.250.426.470	10,93%
Pasivo Corriente	\$245.356.800.568	\$229.786.295.079	6,78%
Obligaciones Financieras	\$0	\$109.124.658.444	
Patrimonio	\$1.337.775.521.489	\$1.202.296.020.641	11,27%
Capital Suscrito y Pagado	\$644.123.850.000	\$644.123.850.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$1.891.581 millones, presentando un incremento del 11,17% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas, tales como:

Inversiones: Pasaron de \$175.139 millones en el 2013 a \$157.845 millones en el 2014. De acuerdo con el informe de auditoría, esta diferencia se explica por la venta de algunos Títulos de Tesorería (TES) debido a la necesidad de recursos para la operación y las buenas condiciones del mercado para su enajenación, los cuales decrecieron en un 53,66% con respecto al año anterior.

Deudores: Esta cuenta, que representa el 59,25% del activo, pasó de \$895.471 millones en el 2013 a \$1.120.701 millones en el 2014, incrementándose un 25,25% con relación al mismo periodo de la vigencia anterior como consecuencia del aumento de la cuenta por cobrar a GECELCA 3 S.A.S. De este rubro se destacan la cuenta "otros deudores", que equivale al 44,34% de la cuenta general, y la cuenta "Servicios Públicos-Energía", que corresponde al 18,32% de la misma.

El rubro "otros deudores" según las notas a los estados financieros está determinado en:

- *"Deuda subordinada entre TEBSA S. A. E.S.P. y GECELCA S. A. E.SP. (deuda cedida por CORELCA S.A, E.S.P.), con un interés del 13,5% en dólares (USD), para la cual de acuerdo con lo establecido en el contrato, el plazo del pago del capital e intereses está sujeto a que TEBSA S.A. E.S.P. se encuentre al día con las obligaciones contraídas con las entidades financieras y cumpla con los indicadores de liquidez que le permita honrar esta obligación.*
- *Cuenta por cobrar a GECELCA 3 S. A.S. E.S.P. por pagos de gastos incurridos en la etapa preoperativa del proyecto de generación termoeléctrico a carbón GECELCA 3, en virtud del Convenio Interempresarial, y los Contratos de Mandato suscritos entre GECELCA S.A. E.S.P. y GECELCA 3 S.A.S. E.S.P. Sobre estos saldos no se han pactado intereses ni una fecha específica de pago entre las partes. Para el año 2014 se reclasifican a este grupo los anticipos del contrato EPC (Consortio CUC- DTC) por valor de \$11.728 millones, que estaban registrados en el rubro de otros activos."*

Propiedad Planta y Equipos: Este rubro del activo que representa el 8,34% del mismo, alcanzó la suma de \$157.845 millones a diciembre de 2014, presentando una reducción del 9,95% con relación al año inmediatamente anterior como consecuencia de la depreciación acumulada según lo indicó el AEGR. Sobresalen con el 41%, el 31% y el 20%, respectivamente, las cuentas de "Depreciación Diferida", "Terrenos" y "Plantas, Ductos y Túneles".

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$48.099	\$0	\$48.099	\$4.337	\$52.476
Construcciones en Curso	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Maquinaria, Planat y Equipo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Edificaciones	\$6.603	-\$2.316	\$4.286	\$16.107	\$20.394
Plantas, Ductos y Túneles	\$786.713	-\$754.576	\$32.137	\$244.798	\$276.935
Redes, Líneas y Cables	\$0	-\$60	\$0	\$0	\$0
Maquinaria y Equipo	\$4.132	-\$1.992	\$2.140	\$202	\$2.342
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$1.551	-\$1.204	\$347	\$317	\$664
Equipos de Comunicación y Computación	\$3.755	-\$1.796	\$1.959	\$887	\$2.846
Equipos de Transporte, Tracción y Elevación	\$5.639	-\$2.288	\$3.351	\$1.247	\$4.599
Depreciación Diferida	\$64.800	-\$80	\$64.720		\$64.720

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros Activos: Para el año 2014 esta cuenta, cuya partición en el activo es del 16,55%, aumentó en un 19,7% pasando de \$261.472 millones en 2013 a \$313.017 millones en 2014, como consecuencia del incremento de cargos diferidos que pasaron de \$9.301 millones en 2013 a \$38.217 millones en 2014 y el aumento de las valorizaciones que de \$19.148 millones en el año 2013 pasaron a \$267.972 millones en el año 2014.

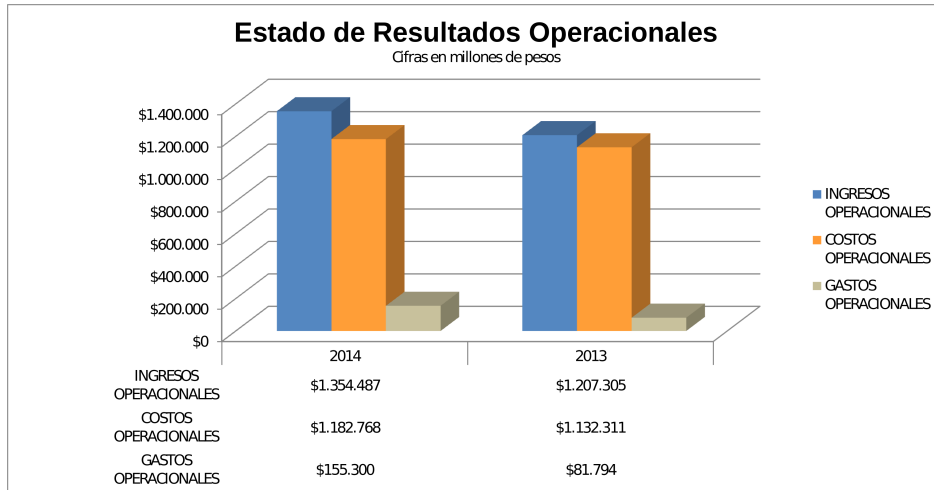
El Pasivo presentó un aumento del 10,93% a 31 de diciembre de 2014 equivalente a \$54.555 millones, ubicándose en \$553.806 millones. Dentro de las cuentas que componen el pasivo, encontramos las siguientes: Pasivos estimados y provisiones (\$298.713 millones), Cuentas por Pagar (\$98.999 millones), Operaciones de Crédito Público (\$91.089), Otros Pasivos (\$60.822 millones), y Obligaciones Laborales (\$4.183) millones.

Del pasivo se destaca la disminución del rubro “Cuentas por Pagar” por la cancelación de los pasivos de la póliza todo riesgo y el suministro de carbón para la planta GECELCA 3, así como la obligación con la nación por el pago de la última cuota del acuerdo de pago por la capacidad contratada en el 2007 con Termobarranquilla S.A E.S.P., según información suministrada en el informe AEGR.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un aumento de \$135.479 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$1.337.775 millones. Dicho incremento se explica por el crecimiento de la cuenta “Utilidad del Ejercicio” donde el rubro “Utilidad o Excedente del Ejercicio” pasó de \$36.322 en el 2013 a \$110.239 en el 2014. Además dentro de la cuenta “Reservas” la subcuenta “Reservas Ocasionales” pasó de \$156.269 millones en el 2013 a \$210.981 millones de pesos en el 2014, incrementándose en 35,01% frente al año 2013.

En cuanto a la estructura financiera de la compañía, es pertinente destacar que en el 2014 el pasivo representa un 29.28% de los activos y el patrimonio un 70,32%; mientras que en el 2013 alcanzó el 29,34% y 70,66%, respectivamente.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$1.354.486.728.501	\$1.207.305.254.725	12,19%
Costos Operacionales	\$1.182.768.253.910	\$1.132.311.256.586	4,46%
Gastos Operacionales	\$155.299.913.120	\$81.794.464.603	89,87%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$16.418.561.147	\$(6.800.466.464)	-341,43%
Otros Ingresos	\$124.814.248.791	\$55.101.040.152	126,52%
Otros Gastos	\$30.994.410.534	\$11.978.891.092	158,74%
Gastos de Intereses	\$7.754.501.926	\$4.276.405.722	81,33%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$110.238.399.728	\$36.321.682.596	203,51%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de Generación y Comercialización fueron de \$1.354.487 millones a diciembre de 2014, presentando un aumento del 12,19% con respecto a diciembre de 2013, básicamente por el incremento reflejado en la generación con un porcentaje del 16,39% con respecto al año inmediatamente anterior, debido al mayor número de contratos suscritos en el 2014 contrarrestando una disminución en la comercialización del 3,93%.

Los costos operacionales, que representan el 79,95% de los Ingresos Operacionales, aumentaron 4,46% respecto al año anterior, pasando de \$1.132.311 millones en el 2013 a \$1.182.768 millones en 2014. De estos costos operacionales es pertinente destacar el incremento que tuvieron los costos de servicios públicos en el 2014, equivalente a 4,46% respecto de la vigencia inmediatamente anterior.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 aumentaron 89,87%, pasando de \$81.794 millones en 2013 a \$155.299 millones en 2014. Los rubros que componen esta cuenta y el porcentaje que representan son los siguientes: Gastos administrativos (43,1%) y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones (56,9%). Los gastos de administración crecieron en \$13.838 millones, ubicándose en \$66.969 millones a

diciembre de 2014, de los cuales \$25.179 millones corresponden a impuestos contribuciones y tasas, \$14.305 millones a gastos generales y \$12.654 a sueldos y salarios.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento presentó un incremento de \$59.667 millones a diciembre de 2014, ubicándose en \$88.330 millones. Este rubro se compone a su vez de las siguientes cuentas: Provisiones para deudores \$12.573 millones, Provisión para obligaciones fiscales \$73.335 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$953 millones y Amortización de intangibles \$113 millones.

La cuenta de Otros ingresos para la vigencia 2014 suma \$124.814 millones y esta compuesta de la siguiente manera: Financieros: \$30.704 millones, generados básicamente por los intereses y rendimientos de deudores con \$16.375 millones; Ajuste por diferencia en cambio: \$82.567 millones, como consecuencia del ajuste en el rubro deudores por \$46.522 millones y el ajuste por diferencia en cambio en la adquisición de bienes y servicios nacionales con \$25.766 millones; Extraordinarios: \$9.108 millones; y (iv) Otros ingresos extraordinarios: \$9.108 millones. Los Otros gastos no operacionales ascendieron a \$30.994 millones, siendo los más importantes los ajustes por diferencia en cambio 54%, intereses con el 25%, los extraordinarios con el 7% y los ajustes de ejercicios anteriores también con el 7%.

En el año 2014 los ingresos de GECELCA S.A. E.S.P. aumentaron 17,18% frente al 2013. Su ingreso principal proviene de la generación con un 75,18% de participación, seguido de la comercialización que representa el 15,92 %, Otros ingresos con el 8,44% y los servicios de Distribución que equivalen al 0,46%. La comercialización presentó una disminución del 3,93% frente al año anterior. Los costos de operación aumentaron en un 4,46% como consecuencia del incremento en la demanda para 2014. Los rubros que sufrieron modificación de un año a otro fueron costos generales aumento en un 12,69%, y disminuyeron los honorarios con un 10,81% y los Contratos de Mantenimiento y Reparación en 9,77%, con respecto a la vigencia anterior.

2.3. Utilidades y EBITDA



Fuente: SUI

GECELCA S.A. E.S.P. presentó a diciembre de 2014 una utilidad neta de \$16.419 millones, esto es, \$23.219 millones más que en 2013. El EBITDA de la compañía en 2014 alcanzó la suma de \$132.910 millones, incrementándose con respecto al año anterior en \$49.387 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	2,13	2,05
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	50
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	9	15
Activo Corriente Sobre Activo Total	27,63%	27,69%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	29,3%	29%
Patrimonio Sobre Activo	70,7%	71%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	44%	46%
Cobertura de Intereses- Veces	14,11	14,63
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$132.910.339.821	\$83.523.714.155
Margen Operacional	10%	7%
Rentabilidad de Activos	7%	5%
Rentabilidad de Patrimonio	5%	5%

Fuente:SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 fue de 2,13, esto es, 0,1 veces menos que la vigencia anterior. Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 3 días pasando de 50 días en 2013 a 53 días en 2014. La empresa tarda 9 días en realizar el pago de sus obligaciones, 6 días menos que en el 2013 año en el cual se tardaba 15 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue del 29,3%, lo que evidencia una disminución del 0,3% con respecto a 2013 donde su nivel de endeudamiento fue de 29%. El Pasivo corriente representa el 44% del total de los Pasivos, por lo que el 56% restante pertenece a Pasivos de largo plazo.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 10%, aumentando en 3 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activos se posicionó en 7% presentando un incremento de 2% frente al valor calculado en 2013. La rentabilidad del patrimonio mejoró en un 3% respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, donde fue del 5%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

La empresa GECELCA S.A. E.S.P. durante el año 2014 reporto una capacidad instalada de 1.220 MW, a través de sus centrales de generación propias y representadas comercialmente, discriminada de la siguiente manera:

Tabla 3.1.1. Relación de Centrales de Generación GECELCA S.A. ESP 2014

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	UNIDADES	TIPO DE UNIDADES	UBICACIÓN
Termoguajira	302	2	Turbinas de vapor a gas o carbón	Municipio de Dibulla(Guajira)
TEBSA	918	3	Turbina cido combinado a gas y turbinas de vapor a gas o fuel oil	Municipio de Soledad (Atlántico)

Fuente: GECELCA S.A. E.S.P.

De acuerdo con la información disponible para el año 2014 en el Portal BI de la empresa Expertos en Mercados – XM S.A. ESP., de los 64.264.052 MWh generados por todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, GECELCA S.A. E.S.P. aportó a través de sus centrales térmicas 7.508.159 MWh, lo cual equivale al 11.68% del total, situación que la ubicó como el cuarto agente con mayor porcentaje de participación de todo el sistema. Escenario similar al presentado durante el año 2013, cuando ocupó el mismo puesto, después de EPM E.S.P., EMGESA S.A. E.S.P. e ISAGEN S.A. E.S.P. con un 10,99% del total generado como se observa en las tablas 3.1.2 y 3.1.3.

De igual forma, es importante señalar que adicional a las centrales de generación presentadas en la tabla N°3.1.1, GECELCA S.A. E.S.P. ha venido desarrollando el Proyecto Termoeléctrico GECELCA 3 (Unidades G3 y G3.2), ubicado en el municipio de Puerto Libertador en el departamento de Córdoba, con una capacidad de generación de energía total de 437 MW producidos por dos unidades térmicas a carbón de lecho fluidizado, presupuestado para entrar en funcionamiento en el año 2015 la unidad G3, y en el año 2016 la unidad G3.2.

Tabla 3.1.2. Generación SIN vs GECELCA S.A. ESP 2013

Agente	Generación (Mwh)	Porcentaje
TOTAL SIN	62.196.587	100%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CASANARES.A. E.S.P.	6.833.872	10,99%

Fuente: Portal BI – XM S.A.E.S.P.

Tabla 3.1.3 Generación SIN vs GECELCA S.A. ESP

Agente	Generación (Mwh)	Porcentaje
TOTAL SIN	64.264.052	100%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CASANARES.A. E.S.P.	7.508.159	11,68%

Fuente: Portal BI – XM S.A.E.S.P.

3.2. Obligaciones de Energía en Firme (OEF)

Con el fin de garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo en el SIN, a precios eficientes, se hace indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por las diferentes hidroeléctricas (fuente principal de generación de energía eléctrica en el SIN), para atender la demanda de todo el sistema en el instante en que el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al Precio de Escasez (lo cual podría estar reflejando una situación crítica de abastecimiento de electricidad). Bajo un panorama atípico como el previamente mencionado, el generador al que se le asignó una OEF debe generar, según el despacho ideal, una cantidad diaria determinada de energía, con la cual se alivie el nivel de estrés al que se pueda estar exponiendo el sistema.

De igual manera es importante mencionar que las OEF serán adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme a partir de una fecha determinada, y que resulten seleccionados en la subasta.

En las tablas 3.2.1 y 3.2.2 se presenta la relación de las OEF para los años 2014 y 2015 de GECELCA S.A. E.S.P. y su participación en el total nacional.

Las OEF de GECELCA S.A. E.S.P., para los años 2014 y 2015, son del orden del 15% del total de las obligaciones del SIN, siendo la planta de TEBSA (10,31% del total para el año 2014 y 10,54% para el año 2015), la que presenta una mayor participación.

Tabla 3.2.1 Asignación OEF Por Recurso Diciembre 2013- Noviembre 2014

PLANTA	OEF ANUAL (Mwh-año)	Participación en OEF Nacional
Termobarranquilla 3	359.296	0,65%
Termobarranquilla 4	372.309	06,68%
TEBSA	5.656.125	10,30%
Temroguajira 1	998.035	1,82%
Termoquajira 2	899.747	1,64%
TOTAL GECELCA S.A. E.S.P.	8.285.512	15,09%
TOTAL NACIONAL	54.894.578	100%

Fuente: XM S.A. ESP

Tabla 3.2.2 Asignación OEF por Recurso Diciembre 2014- Noviembre 2015

PLANTA	OEF ANUAL (Mwh-año)	Participación en OEF Nacional
Termobarranquilla 3	381.989	0,67%
Termobarranquilla 4	391.199	06,69%
TEBSA	6.013.364	10,54%
Termogujira 1	968.532	1,70%
Termogujira 2	940.213	1,65%
TOTAL GECELCA S.A. E.S.P.	8.695.267	15,24%
TOTAL NACIONAL	57.059.512	100%

Fuente: XM S.A. ESP

3.3 Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Formato 19 - *Información de Accidentes de Origen Eléctrico*, en el Sistema Único de Información – SUI, GECELCA S.A. E.S.P., registró un (1) accidente durante el tercer trimestre de 2014, asociada la realización de limpieza y revisión de interruptores en sala de barrajes de 6,9 kV en la unidad Termogujira 2, por traspaso de la distancia de seguridad mínima del operario, lo que generó un arco eléctrico.

Todos los cargues al SUI correspondientes al Formato 19 fueron efectuados oportunamente por parte de la empresa.

3.4. Evaluación cumplimiento RETIE y demás normas técnicas

Se efectuó la revisión del cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, adoptado mediante la Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1 de dicha norma, que señala que *“Los requisitos del presente Reglamento aplican a las instalaciones eléctricas construidas con posterioridad a la entrada en vigencia del mismo, así como a las ampliaciones y remodelaciones. En las construidas con posterioridad al 1° de mayo de 2005, el propietario o tenedor de la misma debe dar aplicación a las disposiciones contenidas en el RETIE vigente a la fecha de construcción y en las anteriores al 1° de mayo de 2005, garantizar que no representen alto riesgo para la salud o la vida de las personas y animales, o atenten contra el medio ambiente, o en caso contrario, hacer las correcciones para eliminar o mitigar el riesgo.”* (Subrayado propio).

En desarrollo de la visita efectuada a la central de generación Termogujira, se evidenciaron las siguientes situaciones:

Las celdas no cuentan con una zona demarcada, 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.

Algunas celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2.

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.

Se evidenció algunos puntos de corrosión en la estructura de soporte de la caldera de la unidad No. 1, principalmente en los primeros 2 pisos. Se recomienda realizar un estudio de vulnerabilidad para identificar las medidas a implementar, y las piezas a reemplazar en caso de ser necesario. Evaluado según RETIE Art. 21.1 numeral y, de conformidad con la NSR-10 numeral F.2.2.3.12.

Se evidenciaron algunos puntos de oxidación en la estructura de soporte de tuberías ubicadas en el cuarto de tratamiento de agua, así como en tuberías de la caldera de la unidad No. 1.

Se evidenciaron fugas en bridas y bombas del sistema de tratamiento de agua, las cuales debe ser atendidas a la mayor brevedad.

Se encontraron gabinetes contraincendios cerrados con candados deteriorados por el oxido, cuyas llaves las maneja personal de seguridad, lo que dificulta la utilización del equipo en ellos contenido, en caso de emergencia. En uno de los gabinetes contraincendios se encontró material ajeno al equipo para atención de este tipo de emergencias. Evaluado según RETIE Art 21.1 numeral y, de conformidad con la NSR-10 numeral J.4.3.7.2.

Por otra parte, a pesar que la central de generación TEBSA es propiedad de Termobarranquilla S.A. E.S.P., se efectuó visita teniendo en cuenta la responsabilidad de GECELCA S.A. E.S.P. como representante comercial de la energía por ella generada, en la cual se evidenciaron las siguientes situaciones:

Algunas celdas no cuentan con una zona demarcada, 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.

Algunas celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2.

Se encontró alguna maleza en el patio de la subestación a 220 kV, la cual debe ser eliminada a la mayor brevedad. Se verificó que se efectúan labores de lavado permanente de los aisladores.

En esta misma subestación se evidenció problemas con la malla de cerramiento, al encontrar partes sin el mismo o en mal estado. Evaluado según RETIE Art 23.1 c.

Se evidenciaron problemas de corrosión generalizada de las estructuras de soporte de calderas en las unidades Barranquilla 3 y 4, sobre lo cual la empresa Termobarranquilla S.A. E.S.P., viene atendiendo puntualmente algunos sectores; sin embargo, se considera necesario realizar un estudio de vulnerabilidad para identificar las medidas a implementar, y las piezas a reemplazar en caso de ser necesario. Evaluado según RETIE Art 21.1 numeral y, de conformidad con la NSR-10 numeral F.2.2.3.12.

Se evidenciaron en algunos puntos de las unidades Barranquilla 3 y 4, pérdidas de laminas de cubrimiento de las paredes exteriores de las calderas, así como del sistema de evacuación de gases hacia la chimenea.

En el edificio de generación de las unidades Barranquilla 3 y 4 no se encuentran adecuadamente señalizadas las rutas de evacuación con sistemas de iluminación dedicados, de conformidad con el RETIE Art 17.1 e, RETIE Art. 21.1 t.

3.5 Mantenimientos

3.5.1. Ejecución de los Proyectos de Mantenimiento central Termoguajira

De conformidad con el informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados, la empresa efectúa el programa de mantenimientos basado en el software de gestión de activos Mainsaver, de conformidad con la periodicidad recomendada por los fabricantes de los equipos, en áreas mecánicas, eléctricas y de regulación y control.

De conformidad con el mismo informe, la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos durante el año 2014, alcanzó un porcentaje de 60,33% y 39,67%, respectivamente, alcanzando la meta programada únicamente para el primer caso.

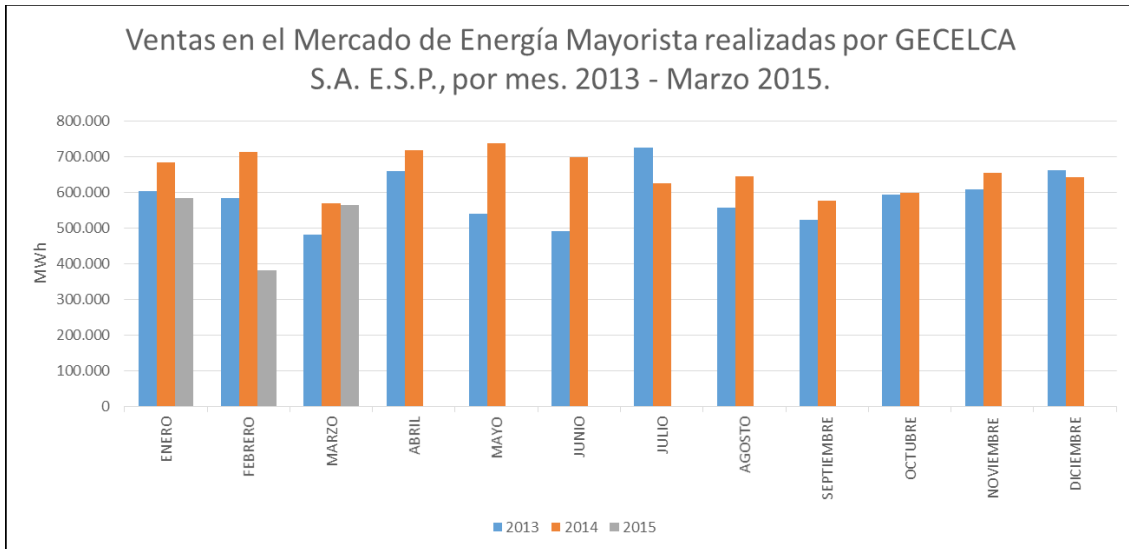
Para el año 2014 el auditor informa que el presupuesto de mantenimiento de la planta ascendió a \$11.978 millones de los cuales se ejecutaron \$10.896 millones, correspondientes al 91%.

Las mayores asignaciones presupuestadas para actividades de mantenimiento, corresponden a la ejecución de labores de mantenimiento térmico, la atención de la limpieza manual y la aplicación de pintura industrial para solucionar problemas de oxidación de las estructuras y la adquisición de repuestos para el overhaul de la unidad Termoguajira 2.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Ventas de energía en el MEM

La empresa vendió una cantidad de 7.857.004 MWh en el Mercado de Energía Mayorista durante el año 2014, registrando un incremento del 11,9% respecto a las ventas del año 2013. Para el mismo periodo, los máximos y mínimos mensuales, se presentaron en los meses de mayo y marzo, respectivamente, con valores de 737.609 MWh y 569.955 MWh. El promedio mensual se sitúa en 654.750 MWh. La información mensualizada para los años 2013, 2014, y enero a marzo de 2015, se presentan en la siguiente gráfica:

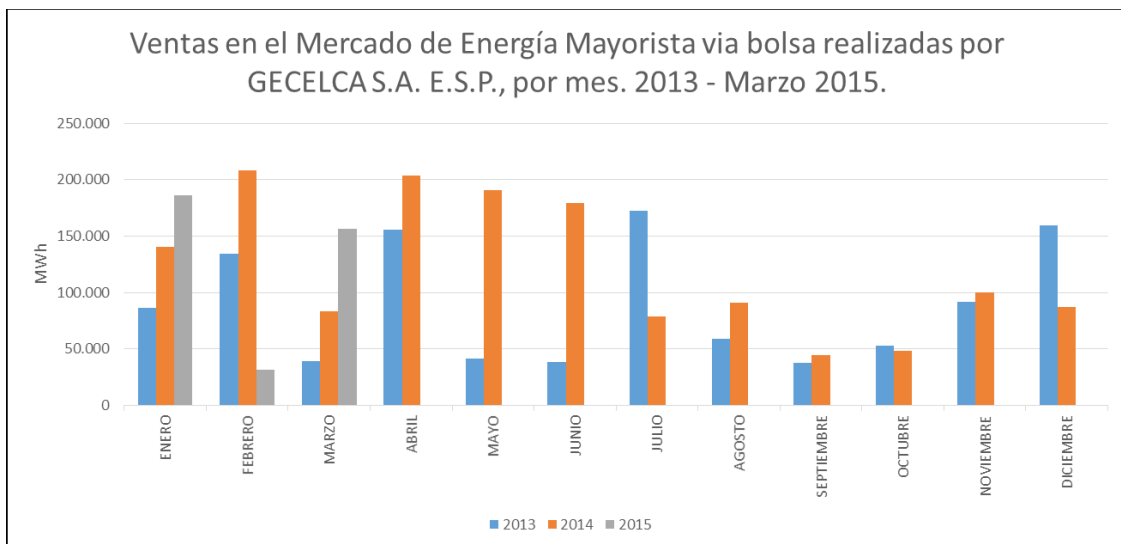


Fuente: Portal BI – XM S.A.E.S.P.

Por otra parte, las ventas registradas en la bolsa de energía ascienden a 1.453.801 MWh, presentando un incremento del 36,17% 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 81,5% de sus ventas totales, y un 18,5% 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 febrero y septiembre, respectivamente, con valores de 208.200 MWh y 44.053 MWh. El promedio mensual se sitúa en 121.150 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 un máximo de 22 contratos de venta de energía durante el año 2014, y tiene suscritos a la fecha 20 contratos para el año 2015, los cuales se distribuyen de la siguiente manera por tipo de comprador, mercado destino y cantidad:

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

Mercado	Tipo de Comprador	I Trimestre		II Trimestre		III Trimestre		IV Trimestre		TOTAL
		No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	
Regulado	Comercializador	3	340,22	3	340,57	3	349,40	3	339,09	1.339,28
	Comercializador- Distribuidor	2	215,11	2	217,13	2	218,67	2	218,84	869,75
	Generador	6	431,08	6	459,91	7	465,16	7	477,17	1.833,31
	Usuario NR	5	303,85	5	327,00	5	352,39	5	374,16	1.357,39
Regulado	Comercializador-Distribuidor	6	240,86	6	230,72	7	243,07	6	244,90	959,56
	Total	22	1.531,12	22	1.575,33	24	1.628,69	23	1.664,16	6.389,29

Fuente: GECELCA S.A. E.S.P.

*Las ventas no incluye pérdidas de energía del STN que son facturadas a los clientes.

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

Mercado	Tipo de Comprador	I Trimestre		II Trimestre		III Trimestre		IV Trimestre		TOTAL
		No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	No.	Cantidades (Gwh)	
Regulado	Comercializador	3	313,70	3	328,24	3	340,23	3	340,21	1.322,39
	Comercializador- Distribuidor	3	81,69	3	105,96	3	106,26	3	105,96	399,87
	Generador	6	488,19	6	484,22	6	527,99	6	527,99	2.028,39
	Usuario NR	3	185,26	3	155,79	3	175,81	3	174,10	690,96
Regulado	Comercializador-Distribuidor	6	83,00	6	82,43	6	84,42	6	84,64	334,48
	Total	20	1.151,84	20	1.156,64	20	1.234,70	20	1.232,91	4.776,09

Fuente: GECELCA S.A. E.S.P.

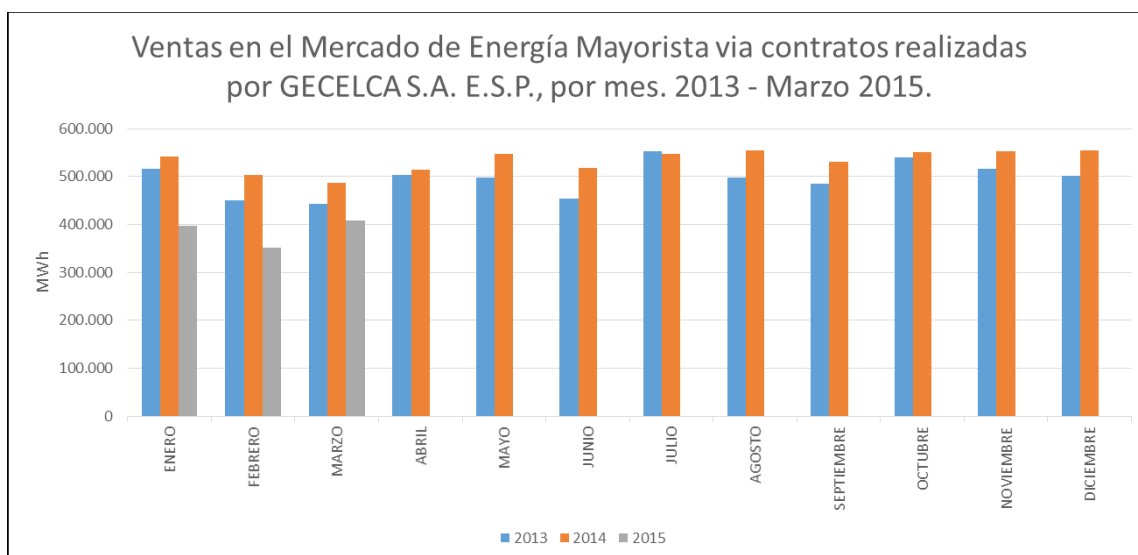
*Para el año 2015 hasta abril/15 se tuvieron en cuenta las cantidades facturadas.

Los meses de mayo/15 a dic/15 se consideraron las cantidades contratadas para los agentes comercializadores y generadores; y las cantidades estimadas para los contratos Pague lo Demandado de los Usuarios No Regulados.

Las ventas no incluyen pérdidas de energía del STN que son facturadas a los clientes.

Las ventas registradas mediante contratos para el año 2014 ascienden a 6.403.203 MWh, presentando un crecimiento del 7,5% respecto a las ventas del año 2013 por este mismo medio, lo cual explica la empresa en la mayor demanda de regía con destino al mercado regulado.

Para el mismo periodo, los máximos y mínimos mensuales de las ventas en contratos, se presentaron en los meses de diciembre y marzo, respectivamente, con valores de 555.189 MWh y 486.922 MWh. El promedio mensual se sitúa en 533.600 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

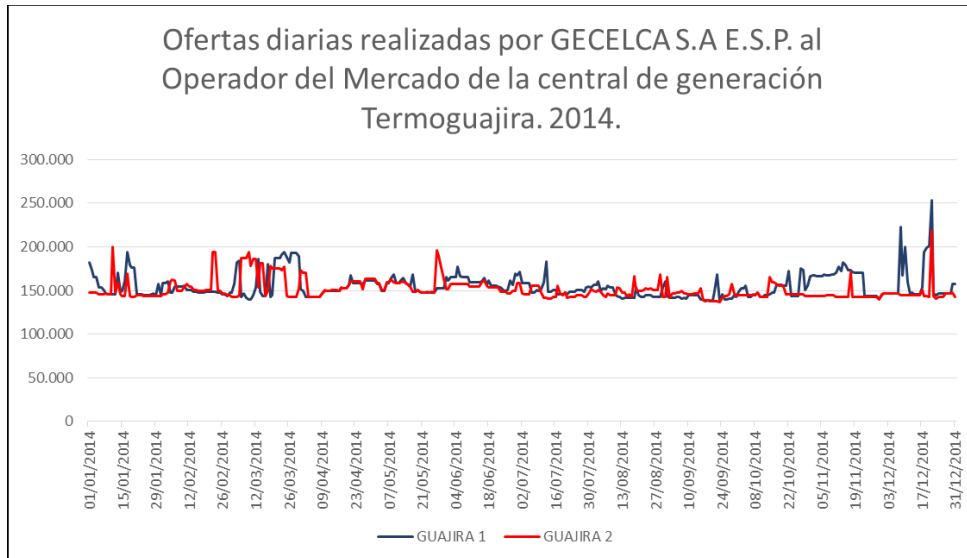
Se realizó el análisis del comportamiento de las ofertas de energía en bolsa presentadas por la empresa durante al año 2014, para cada una de sus plantas de generación propias y representadas comercialmente.

En cuanto a su central de generación Termoguajira, se registra un rango de ofertas que varía entre 137.057 \$/MWh y 252.984 \$/MWh, presentándose la primera para la unidad Guajira 2 el día 23 de septiembre, y la segunda para la unidad Guajira 1 el día 21 de diciembre de 2014.

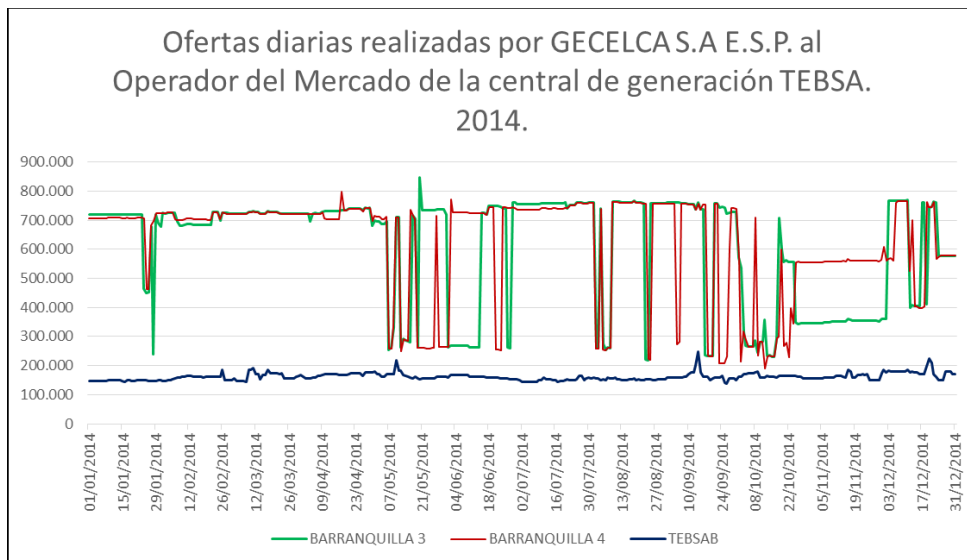
Para su central de generación TEBSA, en cambio, es necesario diferenciar las ofertas realizadas para las unidades a vapor de aquella para la unidad de ciclo combinado. Para las primeras, se registra un rango de ofertas que varía entre 190.375 \$/MWh y 847.090 \$/MWh, presentándose la primera para la unidad Barranquilla 4 el día 12 de octubre, y la segunda para la unidad Barranquilla 3 el día 20 de mayo de 2014.

Por otra parte, para la segunda, se registra un rango de ofertas que varía entre 139.417 \$/MWh y 248.529 \$/MWh, presentándose la segunda el día 14 de septiembre de 2014, mientras que la primera con un comportamiento más estable a lo largo del año con ofertas cercanas al promedio anual de 161.497 \$/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.

La variabilidad en el comportamiento del precio de oferta de las unidades Guajira 1 y 2 y Barranquilla 3 y 4, se explican en las diferentes configuraciones de combustible utilizado para generación, que para el primer caso corresponde a mezcla carbón – gas y para el segundo fuel oil – gas.

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 propias y representadas comercialmente, 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

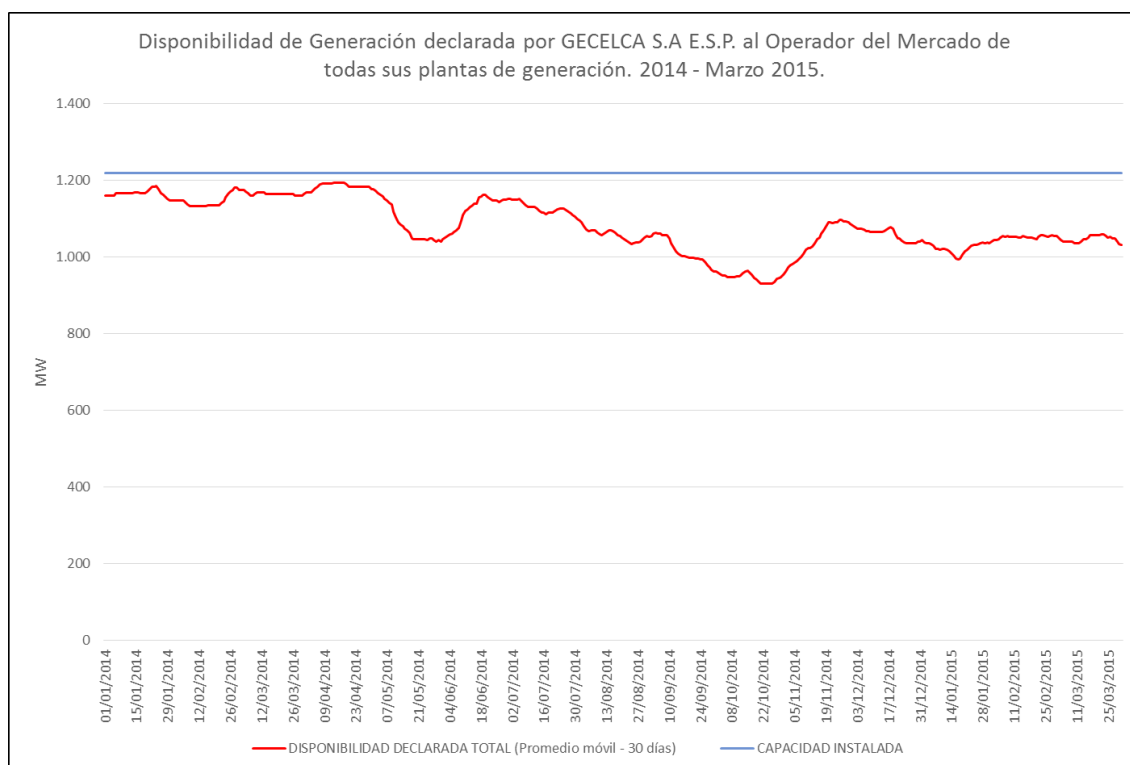
permitieran identificar fluctuaciones a lo largo del periodo analizado.

Como resultado de lo anterior, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 931 MW y 1.194 MW aproximadamente, el segundo de los cuales se registró durante el cuatrimestre febrero – abril de 2014, y el primero a partir del mes de septiembre de 2014.

El promedio de disponibilidad para el 2014 se ubicó en 1.089 MW, correspondiente al 89,3% de su capacidad instalada.

Respecto a la central de generación Termoguajira, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 145 MW y 0 MW aproximadamente para cada unidad.

Por otra parte, respecto a las unidades Barranquilla 3 y Barranquilla 4 de la central de generación TEBSA, se evidenció un rango de disponibilidad durante el periodo analizado que varía entre 33 MW y 60 MW aproximadamente, y para la unidad de ciclo combinado una disponibilidad entre 220 MW y 791 MW, aproximadamente.



Fuente: Portal BI – XM S.A E.S.P.

Tanto para la central de generación Termoguajira, como para la unidad de ciclo combinado TEBSA, se efectuó la verificación de las declaraciones de disponibilidad para los días en los cuales se presentaron picos de oferta.

Para el primer caso, es decir, para Termoguajira, el principal pico de oferta se presentó el día 21 de diciembre de 2014, para las dos unidades; mientras que para la unidad de ciclo combinado TEBSA, el mayor pico se presentó el día 14 de septiembre de 2014.

Las unidades 1 y 2 de Termoguajira fueron declaradas disponibles el día 21 de diciembre de 2014 con 140 MW y 145 MW promedio día, respectivamente, y su disponibilidad promedio para los 7 días anteriores se ubicó en 119 MW y 145 MW, correspondientemente.

Por su parte, la unidad de ciclo combinado TEBSA fue declarada disponible el día 14 de septiembre de 2014 con 464 MW promedio día y su disponibilidad promedio para los 7 días anteriores se ubicó en 533 MW.

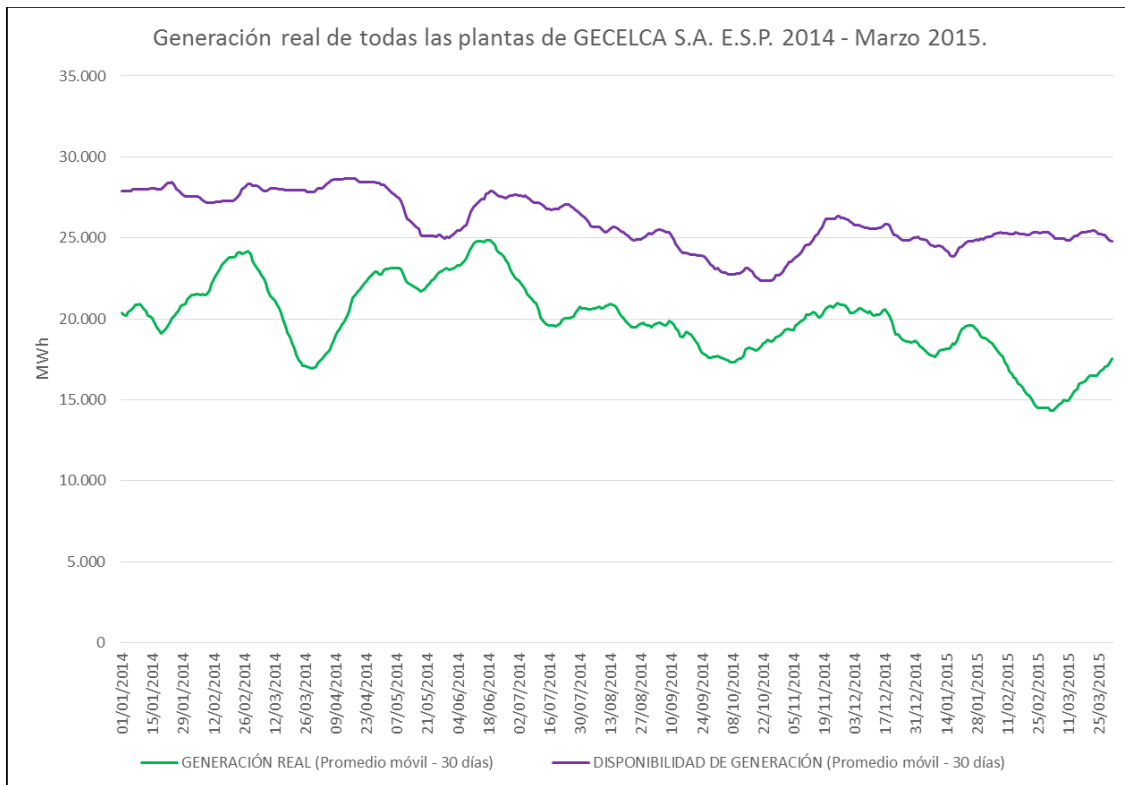
La empresa argumentó que las fluctuaciones en las ofertas de la central Termoguajira, y de las unidades Barranquilla 3 y 4 obedece a la necesidad de consumir el gas excedente de TEBSA para cumplir las nominaciones para el día de gas, lo que obliga a generar con mezcla y por lo tanto se modifican sus costos de generación.

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 propias y representadas comercialmente, 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 14.350 MWh y 24.866 MWh aproximadamente, el segundo de los cuales se presentó principalmente durante el mes de enero de 2015, registrándose el primero en los meses de febrero, mayo y junio 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 de la empresa es del 76,6%, habiéndose alcanzado un porcentaje máximo aproximado del 92,41% para el día 29 de mayo de 2014.

Finalmente, la generación real para el año 2014 se ubicó en 7.508.159 MWh para las plantas propias y representadas.

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

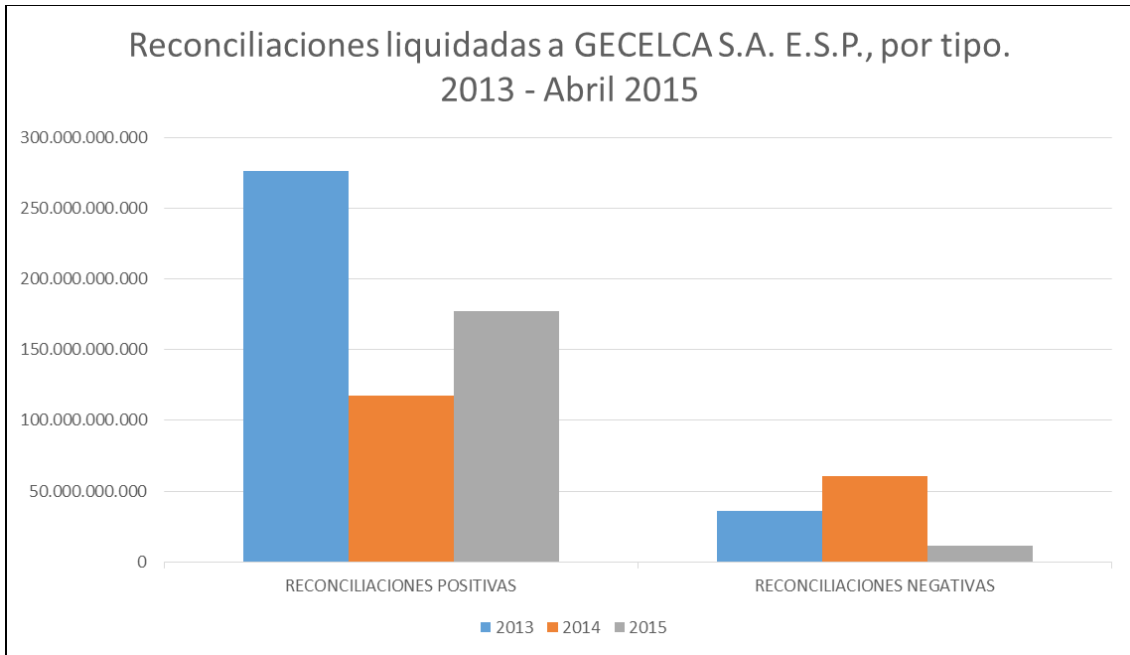
4.6. Reconciliaciones

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 propias y representadas comercialmente.

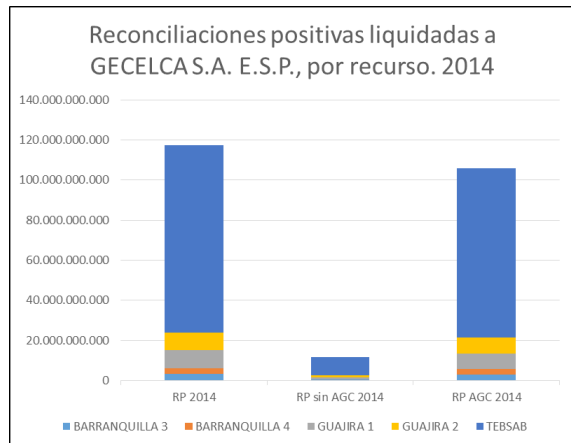
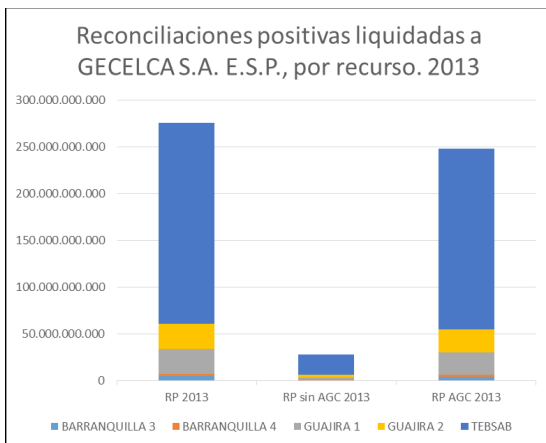
Respecto al año 2013, las reconciliaciones positivas liquidadas durante el año 2014 disminuyeron en un 57,5%; sin embargo, teniendo en cuenta solamente los primeros cuatro meses del 2015, las mismas ya han aumentado el 50,81% respecto al 2014.

Por otra parte, las reconciliaciones negativas aumentaron en el 2014 en un 68,4% respecto al año 2013.

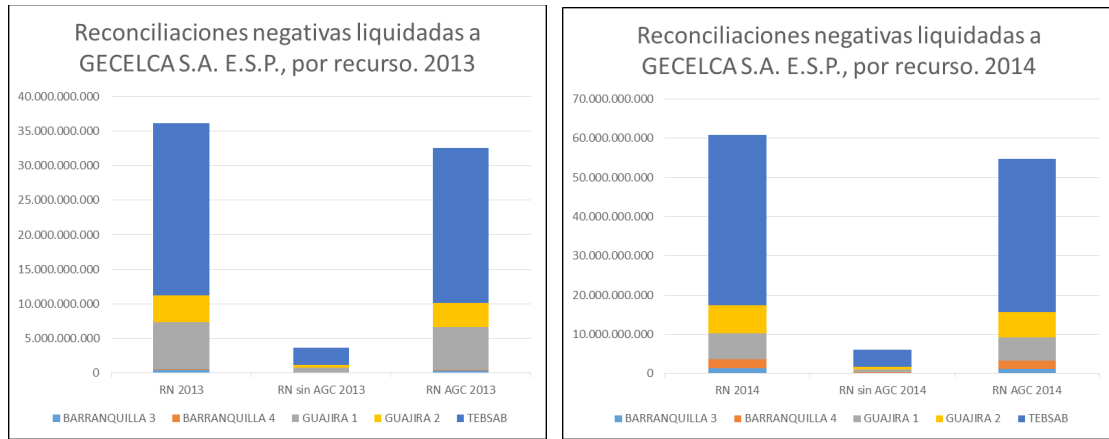
En las reconciliaciones positivas tienen un peso mayoritario aquellas liquidadas a la central de generación TEBSA, con un valor cercano al 80%.



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 en ciclo combinado de la central de generación TEBSA, 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 y transporte de los combustibles soportado contractualmente, 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 Termoguajira, la empresa contó con 7 contratos de suministro de carbón térmico con 5 proveedores y diferentes fechas de inicio y finalización para el año 2014 (solamente 1 se prolonga hasta el año 2015), de los cuales se suministraron los títulos mineros y las licencias ambientales, verificados por la empresa en los procesos de contratación.

Durante el año 2014, ingresaron a la planta según los registros entregados por la empresa, un total de 667.931 toneladas, de las cuales se consumieron durante la misma vigencia 559.409.29 toneladas. El inventario mínimo de carbón registrado durante el año se ubicó en 100.118,4 toneladas el mes de junio de 2014, y el máximo fue de 251.328,4 toneladas el mes de noviembre de 2014.

Teniendo en cuenta que durante el año 2014 la central Termoguajira generó un total de 1.684.672 MWh, se evidencia que en promedio la central requiere 0,33 toneladas de carbón por MWh de energía generada.

En consecuencia, los inventarios de carbón disponibles durante el año 2014 garantizaron una generación de energía entre 33.039 MWh y 82.938 MWh, lo cual significa aproximadamente entre 4,6 y 11,4 días de generación de las dos unidades a máxima capacidad.

Por otra parte, para el caso de la unidad de generación de ciclo combinado TEBSA, la empresa contó con 12 contratos en firme de suministro de gas natural con 5 proveedores y diferentes fechas de inicio y finalización para el año 2014 (solamente 4 finalizaron antes terminar el año 2014), los cuales garantizaron suministro entre 131.830 MBTUD y 140.531 MBTUD.

Así mismo, la empresa contó con 14 contratos interrumpibles de suministro de gas natural con 7 proveedores y diferentes fechas de inicio y finalización para el año 2014 (10 finalizaron antes terminar el año 2014), los cuales podían suministrar entre 220.000 MBTUD y 385.000 MBTUD.

Finalmente, la empresa contó con 4 opciones de compra de gas OCG's con igual número de proveedores y diferentes fechas de inicio y finalización para el año 2014 (1 finalizó antes terminar el año 2014), los cuales podían suministrar entre 65.500 MBTUD y 89.500 MBTUD.

Agregando la totalidad de la contratación de gas en sus diferentes modalidades, durante el año 2014 la empresa podía obtener entre 426.031 MBTUD y 606.630 MBTUD de gas.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	10%	No cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	14	No cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	53	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	9	Cumple
Razón Corriente- Veces	1,5	2,13	Cumple

La empresa presenta dos (2) referentes por debajo de los valores establecidos para el mercado según la normativa establecida por la Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible (CREG) en su Resolución No. 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 más representativo por su nivel bajo es el margen operacional, que se encuentra 11 puntos porcentuales por debajo del referente establecido para el mercado.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

El reporte de la información al SUI, fue realizada el 27 de marzo de 2015, cumpliendo con lo establecido en la Resolución SSPD 25985 De 2006 Cargue Plan Contable, las notas a los estados financieros fueron cargadas el día 13 de mayo de 2015.

Realizada la consulta al Sistema Único de Información – SUI, respecto al estado de cargue de los diferentes formatos y formularios asociados a los servicios de energía eléctrica y gas natural para la vigencia 2014, no se encontraron pendientes de cargue por parte de la empresa.

7. ACCIONES DE LA SSPD

A la fecha del informe, no se encuentran en proceso investigaciones administrativas, programas de gestión o acuerdos de mejoramiento con la GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

GECELCA entre sus ingresos presenta un rubro de transmisión, esta cuenta reporta a 31 de diciembre de 2014 un saldo de \$6.832,5 millones, es decir el 0,46% de todos los ingresos de la empresa, operacionales y no operacionales, donde la compañía expresa:

“En efecto, en el Registro Único de Prestadores, GECELCA S.A. E.S.P. no ostenta calidad de agente de transmisión; pues GECELCA no ejerce la actividad de transmisión de electricidad, toda vez que no tiene propiedad de ningún activo de uso o conexión del STN, STR o SDL; ni tampoco opera, mantiene o administra ningún activo de esa naturaleza. Los ingresos contabilizados en la cuenta 431518 corresponden a los beneficios económicos derivados del uso que hagan terceros de dichos activos propiedad de TEBSA y cuyos derechos económicos fueron cedidos por TEBSA a GECELCA S.A. E.S.P.(antes CORELCA S.A. E.S.P.) en virtud del contrato PPA 3.330-95 suscrito por ambas empresas.”

Por otro lado la empresa refleja un 44,34% del total del Activo en la cuenta otros deudores, al solicitar el detalle de este rubro GECELCA informa la descripción de la subcuenta clasificada así:

“...OTROS DEUDORES:VINCULADOS ECONOMICOS GECELCA 3; con un valor de \$ 578.145 millones, que corresponde a la cuenta por cobrar a GECELCA 3 S.A.S. E.S.P., por pagos de gastos incurridos en la etapa preoperativa del proyecto de generación termoeléctrico a carbón GECELCA3, en virtud del Convenio Interempresarial y los contratos de Mandato suscritos entre GECELCA S.A. E.S.P. y GECELCA3 S.A.S. E.S.P.

PRESTAMOS VINCULADOS PAGARE LGO PZO TEBSA; por \$139.780 millones, Corresponde a la deuda subordinada (capital) entre TEBSA S.A. E.S.P y GECELCA S.A. E.S.P., con un interés del 13.5% por valor de USD58.4 millones, para la cual de acuerdo con lo establecido en el contrato, el plazo del pago del capital e intereses está sujeto a que TEBSA, se encuentre al día con las obligaciones contraídas con las entidades financieras y cumpla con los indicadores de liquidez que le permita honrar esta obligación.

Y OTROS INTERESES: DEUDA SUBORDINADA; \$102.680 millones, que corresponde a la deuda subordinada (intereses) entre TEBSA S.A. E.S.P y GECELCA S.A. E.S.P., con un interés del 13.5% por valor de USD58.4 millones, para la cual de acuerdo con lo establecido en el contrato, el plazo del pago del capital e intereses está sujeto a que TEBSA, se encuentre al día con las obligaciones contraídas con las entidades financieras y cumpla con los indicadores de liquidez que le permita honrar esta obligación...”

De esta manera se concluye que la cuenta otros deudores se encuentran con un alto porcentaje, debido a la inversión de GECELCA 3 principalmente y que ella no deteriora el flujo de caja de la compañía y no pone en riesgo la prestación del Servicio Público. De los 64.264.052 MWh generados por todos los agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, GECELCA S.A. E.S.P. aportó a través de sus centrales térmicas 7.508.159 MWh, lo cual equivale al 11.68% del total, situación que la ubicó como el cuarto agente con mayor porcentaje de participación de todo el sistema.

Las Obligaciones de Energía Firme - OEF de GECELCA S.A. E.S.P., para los años 2014 y 2015, son del orden del 15% del total de las obligaciones del SIN, siendo la planta de TEBSA (10,31% del total para el año 2014 y 10,54% para el año 2015), la que presenta una mayor participación.

En desarrollo de la visita efectuada a la central de generación Termoguajira, se evidenciaron algunos incumplimientos al RETIE, tales como: las celdas no cuentan con una zona demarcada, ninguna cuenta con la marcación de las zonas de seguridad, algunas celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente, las puertas de acceso a las celdas no tienen el jumping con el gabinete, se evidenció algunos puntos de corrosión en la estructura de soporte de la caldera de la unidad No. 1, principalmente en los primeros 2 pisos, se encontraron gabinetes con trancinco cerrados con candados deteriorados por el óxido, cuyas llaves las maneja personal de seguridad, lo que dificulta la utilización del equipo en ellos contenido, en caso de emergencia, y en uno de los gabinetes con trancinco se encontró material ajeno al equipo para atención de este tipo de emergencias.

En desarrollo de la visita efectuada a la central de generación TEBSA, se evidenciaron algunos incumplimientos al RETIE, cuya corrección debe ser gestionada por Termobarranquilla S.A. E.S.P.

Las ventas de energía registradas mediante contratos por GECELCA S.A. E.S.P. para el año 2014 ascienden a 6.403.203 MWh, presentando un crecimiento del 7,5% respecto a las ventas del año 2013 por este mismo medio.

En cuanto a su central de generación Termoguajira durante el año 2014, se registró un rango de ofertas que varía entre 137.057 \$/MWh y 252.984 \$/MWh, mientras que para su central de generación TEBSA se registró un rango de ofertas que varía entre 190.375 \$/MWh y 847.090 \$/MWh para las unidades a vapor y ofertas cercanas al promedio anual de 161.497 \$/MWh para la unidad de ciclo combinado.

El promedio de disponibilidad para el 2014 se ubicó en 1.089 MW, correspondiente al 89,3% de su capacidad instalada. Se estima que el porcentaje de utilización promedio de la capacidad de generación de la empresa es del 76,6%, habiéndose alcanzado un porcentaje máximo aproximado del 92,41% para el día 29 de mayo de 2014.

Respecto al año 2013, las reconciliaciones positivas liquidadas a la empresa durante el año 2014 disminuyeron en un 57,5%; sin embargo, teniendo en cuenta solamente los primeros cuatro meses del 2015, las mismas ya han aumentado el 50,81% respecto al 2014.

Las reconciliaciones negativas aumentaron en el 2014 en un 68,4% respecto al año 2013.

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 unidad de ciclo combinado TEBSA, teniendo en cuenta su eficiencia térmica, el costo de suministro y transporte de los combustibles soportado contractualmente, y los demás factores que influyen en la formación del precio de oferta.

Realizada la consulta al Sistema Único de Información – SUI, respecto al estado de cargue de los diferentes formatos y formularios asociados a los servicios de energía eléctrica y gas natural para la vigencia 2014, no se encontraron pendientes de cargue por parte de la empresa.

Proyectó: Felliny Salamanca – Profesional DTGEE
 Diego Ossa – Asesor SDEGC
Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)